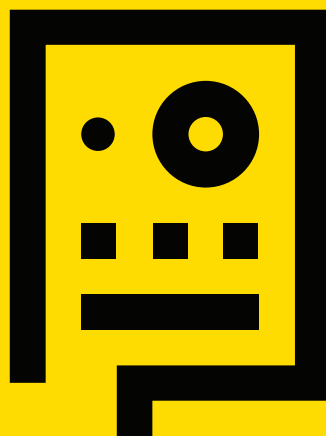


**PDIRD-E 2020**  
**2021-2025**  
**Proposta Final**



**Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede  
de Distribuição**

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.  
Rua Camilo Castelo branco, 43  
1050-044 LISBOA  
[www.e-redes.pt](http://www.e-redes.pt)

## SUMÁRIO EXECUTIVO

---

### ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

A elaboração do Plano de Desenvolvimento Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E) encontra-se prevista na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, o qual estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva nº 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

O regime de elaboração do PDIRD-E encontra-se definido nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação. O operador da RND deve apresentar a proposta de PDIRD-E à DGEG e à ERSE, em cada ano par, para apreciação. A ERSE é responsável por promover a sua consulta pública e elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RND e RNT. Seguidamente, a DGEG, a ERSE e o operador da RNT deverão emitir o respetivo Parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta. O Parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento de metas de política energética e de fiabilidade da rede. O Parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a necessidade de compatibilização como PDIRT-E. Posteriormente, o operador de RND envia a proposta final à DGEG, que a envia ao membro do Governo responsável pela área da energia, que por sua vez a submete a discussão na Assembleia da República e, posteriormente, com base no respetivo Parecer, decide sobre a aprovação do PDIRD-E.

No seguimento da consulta pública sobre a proposta de PDIRD-E 2020, apresentada em julho pelo ORD, a ERSE emitiu o seu Parecer tendo em consideração os comentários recebidos dos participantes, incluindo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE. Neste Parecer, entre outras considerações, a ERSE recomenda que o investimento a concretizar ao longo do horizonte do plano deve ser neutro em termos de impacto tarifário. Para que essa condição se verifique, a ERSE considera ser necessária uma redução do montante global de investimento num total de 119 milhões de euros, a custos totais, para todo o quinquénio, lembrando que existe um montante de 145 milhões de euros de projetos aprovados a concretizar até 2021, sobre os quais não pode incidir essa redução. Assim, a ERSE recomenda ao operador da RND que reformule a proposta de PDIRD-E 2020, de forma a que, ao longo dos 5 anos, o total de transferências para exploração não exceda 889 milhões de euros, e que, em cada ano, não exceda os limites anuais definidos igualmente no seu Parecer.

Na presente proposta final do PDIRD-E 2020 foram efetuados os necessários ajustes aos programas e projetos de investimento, recalendarizando-os em conformidade com as recomendações apresentadas pela ERSE. Foi também incorporada informação adicional, na sequência das restantes recomendações da ERSE, bem como das recomendações inscritas nos pareceres da DGEG e do operador da RNT à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho).

Deste modo, no geral, o PDIRD-E 2020 proposta final dá resposta às recomendações da ERSE, da DGEG e do operador da RNT ao PDIRD-E 2020 versão de julho.

O PDIRD-E 2020 constitui um instrumento de natureza dualista, isto é, possui duas vertentes, uma técnica e outra financeira/orçamental, que concretiza e quantifica objetivamente a obrigação genérica de planeamento das redes de distribuição, a qual vincula o operador das redes de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão logicamente interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões, pois que o julgamento resultante da análise técnica irá ditar as ações a realizar na rede, traduzindo-se automaticamente num investimento financeiro quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

Para além do enquadramento legal suprarreferido, existe um contexto socioeconómico e regulatório que influenciou as opções tomadas e a definição da proposta de PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025.

A proposta de PDIRD-E 2020 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente com horizonte 2021-2040 (RMSA-E 2020).

Adicionalmente, o presente Plano 2021-2025 tem como foco o alinhamento estratégico com os objetivos da transição energética e metas do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC), para o horizonte 2030, nomeadamente no que se refere à contribuição para a redução dos GEE, o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética. Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, pois haverá que ter em conta a contribuição dos restantes agentes económicos, mas dentro de sistemas crescentemente complexos, assume-se como um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional e naquele período.

Foi realizado um *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países. Segundo as conclusões deste estudo, atualizado para a proposta final do PDIRD-E 2020, as principais motivações de investimento apontadas pelos diversos operadores estão relacionadas com a renovação de ativos, a resiliência da rede e a manutenção dos níveis de qualidade de serviço, com a gestão eficiente e flexível de uma rede cada vez mais complexa e com a participação mais ativa dos consumidores em todo o sistema, constatando-se que a resposta a estas exigências obriga a uma profunda adaptação dos ORD e exige níveis significativos de investimento.

Foi realizado um estudo de avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 (2021-2025) na economia portuguesa, pretendendo-se obter uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, incidindo sobre a avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar acréscimos globais de VAB na ordem dos 723 milhões de euros. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%. As mesmas despesas permitem gerar acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 176 milhões de euros. A implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar, em média, 4 mil postos de trabalho por ano ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,08%.

Os impactos estritamente económicos referidos anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica.

Para além destes efeitos essencialmente económicos, a implementação do PDIRD-E 2020 tem um conjunto de outros efeitos socioeconómicos potenciais, como sendo:

- i. Reforçar a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas.
- ii. Reforçar o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis e para responder ao previsível aumento do consumo associado à crescente eletrificação da economia. Deste modo resulta, por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis e, por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC.

Neste contexto, o PDIRD-E é um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

## **EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS**

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no último Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2020), apresenta uma taxa de variação anual de 2020 ainda provisional, à data de elaboração deste documento, bem como o valor considerado pela E-REDES, dado que ainda não se encontra apurado pelo INE o valor final do PIB para o ano de 2020.

O estudo efetuado pela E-REDES, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2020, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

É possível observar na figura seguinte a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2017-2027. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela E-REDES considera 3 cenários de consumo (inferior, central e superior), o RMSA-E 2020 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior continuidade; cenário central continuidade; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética.

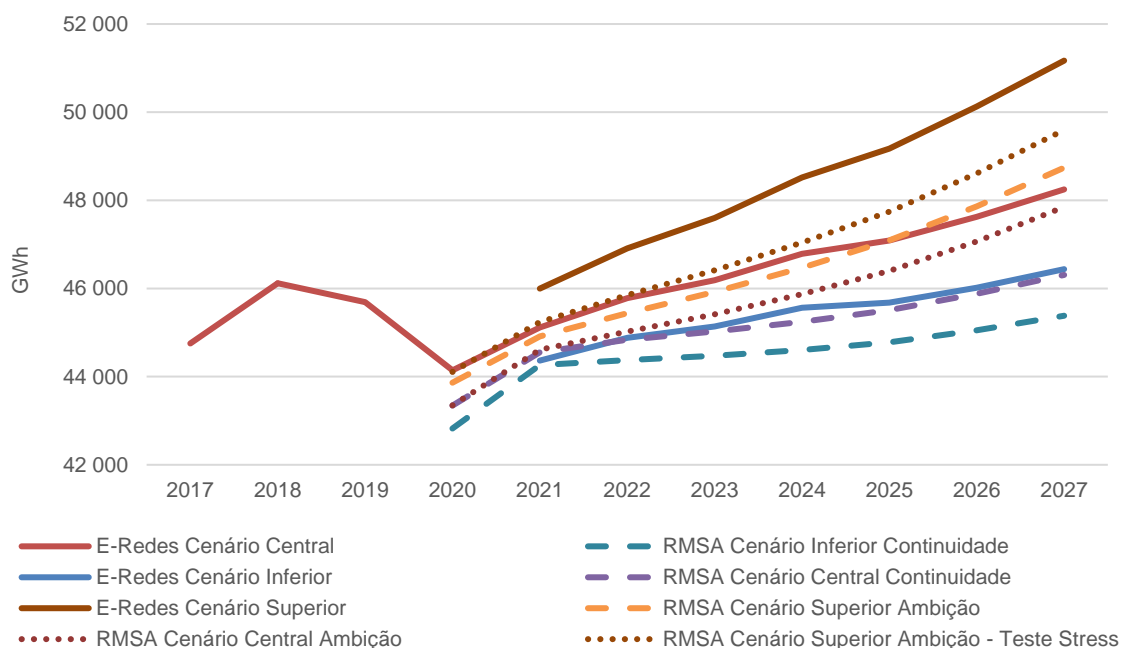


Figura 1: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-2020

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-2020 são menos otimistas que as previstas no estudo da E-REDES, o que é explicado, em grande parte, pelo facto de a data de projeção para o consumo do ano 2020 ser anterior à das estimativas da E-REDES e este último assumir um valor 800 GWh superior ao estimado no RMSA-E 2020. Por este motivo, as projeções dos três cenários apresentados no estudo da E-REDES apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA.

Assim, apesar do RMSA-2020 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2020 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da E-REDES tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da E-REDES, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

## OBJETIVOS E ESTRATÉGIA

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2020 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2021-2025). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

As ambições e necessidades futuras da sociedade, apontam para a crescente eletrificação da economia, colocando a rede elétrica de distribuição num patamar de relevo cada vez mais acentuado.

A estratégia delineada para o período 2021-2025, pretendeu seguir a rota de adaptação necessária às novas dinâmicas a que a rede de distribuição estará sujeita, de forma a facilitar os objetivos da Transição Energética e assegurar os ganhos de qualidade de serviço técnica que têm vindo a ser alcançados no passado, prestando particular atenção às crescentes necessidades identificadas de

renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil. Tudo isto num contexto de maior exposição e dependência da rede, que impõem a transição para um nível superior de Resiliência.

Na sequência da avaliação à Proposta de PDIRD-E 2020 versão de julho, resultante do processo de Consulta Pública, os pareceres recebidos não colocaram em causa a fundamentação e necessidade dos investimentos propostos, face às necessidades da rede e aos desafios atuais do setor. Contudo, foi recomendada no Parecer da ERSE àquela proposta, uma redução substancial do valor total do investimento do Plano (cerca de 11,8%) e com limites definidos para cada ano em particular.

Essa redução teve impacto na estratégia traçada e nos objetivos que haviam sido delineados na proposta inicial do PDIRD-E 2020, pelo que o volume de investimento e a sua repartição pelos diferentes anos, nesta proposta final do Plano, ficam aquém do que a E-REDES entende como necessário para responder às reais necessidades de evolução da RND no horizonte do mesmo.

Aumenta, por isso, o nível de risco do Plano - risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento - associado com particular relevância ao envelhecimento dos ativos e ao aumento da sua probabilidade de falha, à menor capacidade de resposta ao crescimento do consumo, à menor flexibilidade da rede para acomodar o crescimento dos recursos distribuídos e ao menor ritmo de digitalização e automatização da rede.

Os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave, que suportam os objetivos estratégicos:

- **Transição Energética e Expansão de Rede**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço)

Alinhado com os objetivos da política energética nacional (designadamente o Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*), este Plano dá resposta às necessidades da **Transição Energética e Expansão de Rede** esperadas, preparando a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável e aos novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo. Na presente proposta final, foram recalendarizados alguns investimentos relacionados com a Segurança de Abastecimento, não se prevendo, contudo, a ocorrência de potência não garantida em regime N, no final do período do Plano.

Dar-se-á continuidade à aposta na Inteligência da Rede como resposta aos novos desafios de operação da mesma, investindo-se num maior **Controlo da Rede e Novos Serviços**, que através de maior grau de Digitalização e Automação, bem como Processamento e Análise de Grandes Volumes de Dados, permitam gerir de forma eficiente a maior complexidade da rede elétrica. Face à limitação no volume global de investimento na proposta final do Plano, e à consequente restrição aplicada em programas e projetos que contribuem para este fator-chave, há ainda margem de melhoria ao nível da flexibilidade de exploração da rede, resiliência das comunicações e segurança cibernética, serviços de digitalização e capacidade de supervisão e controlo da rede.

A pressão acrescida resultante da maior dependência da Economia da Rede Elétrica de Distribuição, impõe, como indicado, a manutenção da aposta na **Qualidade de Serviço**, para a qual se prevê ligeira melhoria global (ainda que inferior à considerada na proposta inicial do Plano) e continuação da Redução de Assimetrias entre Regiões, verificando-se uma melhoria nas zonas pior servidas (zonas

C), com risco de degradação nas melhores zonas (zonas A e B). Será também prestada especial atenção à Resiliência da Rede na sua componente de vulnerabilidade da infraestrutura digital e de comunicações. Em complemento, e tendo em consideração o envelhecimento das redes e o consequente aumento do seu risco de falha, é indispensável implementar uma significativa **Renovação e Reabilitação dos seus Ativos** que, contudo, não deverá acontecer ao ritmo desejável, face à limitação do investimento global desta proposta final do Plano, havendo maior risco de falha de ativos críticos com impacto significativo na qualidade de serviço técnica. O adiamento destes investimentos vai colocar ainda mais pressão no futuro sobre esta necessidade, acrescida de maior volume de investimento associado.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- À necessidade de Reposição da Capacidade de Receção de Nova Produção na RND;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica e à redução das assimetrias entre regiões;
- À idade dos ativos e à necessidade imediata de os renovar;
- À necessidade de aumento da Resiliência da Rede, e segurança cibernética e de comunicações;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- À necessidade de resposta ao conjunto de novos serviços ao consumidor inerentes à Transição Energética.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2020 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, assentes em 3 (três) pilares principais.

Os vetores estratégicos que têm vindo a ser utilizados em Planos anteriores, dão cobertura aos objetivos estratégicos definidos para o próximo período 2021-2025, pelo que, na proposta de PDIRD-E 2020, agora apresentada, mantêm-se os mesmos 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores referidos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

O investimento incluído no presente Plano encontra-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos anteriores 5 vetores ou, ainda, na rubrica de outros investimentos. Assim, os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento. Por sua vez, os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Adicionalmente, foram definidos 3 (três) pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020 - Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente - encontrando-se os investimentos que para eles contribuem incluídos nos diversos programas de investimento do Plano.



## VETORES DE INVESTIMENTO

- **Segurança de Abastecimento**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

O vetor Segurança de Abastecimento tem como premissa de base a evolução da procura e sua previsão para o período do PDIRD-E.

Na elaboração do PDIRD-E 2020 foram considerados três cenários de evolução da procura de electricidade em Portugal continental (inferior, central e superior), de acordo com estudo realizado pela E-REDES e atualizado para esta proposta final. Para este Plano tomou-se como cenário de referência o cenário central deste estudo, que apresenta uma taxa de crescimento média anual de 1,1% no período 2021-2025. Por outro lado, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

A adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com análises de sensibilidade aos consumos e ponderação do risco de não garantia de potência, nomeadamente em regime N-1, assegurando-se em qualquer dos casos que esta não ocorre em regime N, dando resposta aos padrões de segurança para planeamento.

Tendo em conta que as necessidades identificadas neste vetor se mantêm para os 3 primeiros anos do PDIRD-E 2020, independentemente dos cenários de consumo estudados, e uma vez que a variação entre estes cenários não é significativa, os projetos para o Plano foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (adotado como cenário de referência) e atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada 2 anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Para o Plano 2021-2025 foram revistas as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT tendo presente o envelhecimento destes ativos de rede com um aumento expectável da probabilidade de falha associado.

Para aumentar a capacidade de receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um plano de investimento específico para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de receção se esgotará, e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030. O propósito do subprograma é de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das participações devidas pelos produtores. Desta forma, a evolução da execução dos projetos identificados será acompanhada pelo montante das participações a receber.

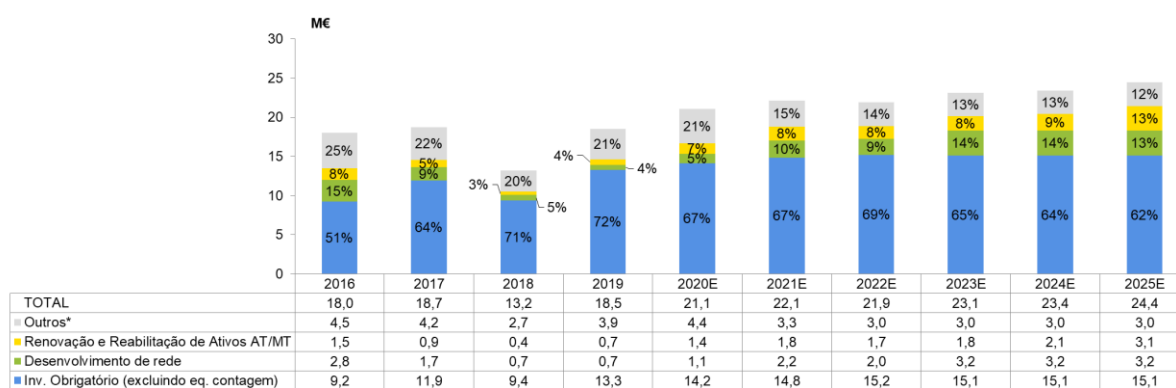
Continuar-se-á também a acompanhar a evolução e consolidação da legislação relevante, nomeadamente em matéria de energias renováveis, autoconsumo, pequena produção e comunidades de energia, considerando-a na atividade de planeamento e adequando as necessidades de investimento no plano da RND.

A realização dos projetos de investimento propostos neste PDIRD-E aumenta a capacidade de receção na RND em aproximadamente 1000 MVA.

A monetização dos benefícios no vetor Segurança de Abastecimento aponta que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento previsto no vetor no Plano 2021-2025, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

Atendendo às conclusões obtidas, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período do PDIRD-E 2020, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Segurança de Abastecimento são os adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

O investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 114,9 M€ (-10,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 23,0 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:



\* Inclui: Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Beneficiações Extraordinárias - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 2 : Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025

Para além do contributo para este vetor dos programas mais direcionados para a expansão e reforço da RND, realça-se também a importância da substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permitindo assegurar o bom funcionamento da rede e contribuindo para a segurança de abastecimento.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é negligenciável.

#### • Qualidade de Serviço Técnica

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria global da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Tendo em consideração o Parecer da ERSE à anterior proposta de PDIRD-E 2018, salientando que “apesar da melhoria alcançada em termos de continuidade de serviço nos últimos anos, em Portugal continental, ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão desta tendência acarretaria consequências negativas com reflexos para o futuro”, considerou-se para o presente Plano como fundamental, no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, assegurar a não degradação dos níveis de QST já alcançados. Por outro lado, no mesmo Parecer “a ERSE concorda com a prioridade atribuída ao objetivo de melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos”, considerando-

se, desta forma, que no presente Plano se deverá continuar a apostar na redução de assimetrias entre regiões.

Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede. Prevê-se para os próximos anos um aumento significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento da infraestrutura da rede (o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), e de modo a garantir a sua fiabilidade. Prevê-se, também, um aumento da resiliência da rede com o estabelecimento de mais rede subterrânea (conversão de rede aérea e estabelecimento de novos traçados), contribuindo desta forma para a diminuição do risco de degradação da qualidade de serviço.

No âmbito do vetor da QST, a proposta de investimento que se apresenta, permite uma ligeira melhoria do nível da qualidade de serviço global relativamente ao valor de referência considerado no PDIRD-E 2018, e que se manteve nesta proposta final de PDIRD-E 2020 (refª SAIDI MT de 77,6 minutos, para um grau de confiança de 50%), conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C com risco de degradação nas melhores zonas, A e B<sup>1</sup>, resultando numa redução das assimetrias entre regiões. O nível global da qualidade de serviço mantém-se, deste modo, dentro da zona de incentivo respetivo.

Assim, nesta proposta final do Plano, atende-se aos objetivos a seguir descritos:

- Melhoria do indicador global de qualidade de serviço (redução do SAIDI MT em -2,55 minutos relativamente ao valor de referência, para um grau de confiança de 50%), resultando num SAIDI MT esperado em 2026 de 75,1 minutos;
- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,7% relativamente ao valor de referência para esta zona, para um grau de confiança de 50%);
- Risco de degradação dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B (inferior a 10%, relativamente aos respetivos valores de referência, para um grau de confiança de 50%).
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando a QST nas zonas pior servidas (maioritariamente classificadas em zonas C) com risco de degradação nas melhor servidas (maioritariamente classificadas em zonas A e B).

Para o alcance dos objetivos definidos, estima-se para o período 2021 a 2025 um investimento médio anual no vetor Qualidade de Serviço Técnica na RND de 44 M€/ano, ligeiramente superior (em cerca de 3%) ao nível previsto para o período 2019 a 2021 na proposta final do PDIRD-E 2018.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução prevista do indicador global SAIDI MT:

---

<sup>1</sup> Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural:  
Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;  
Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;  
Zona C: restantes localidades.

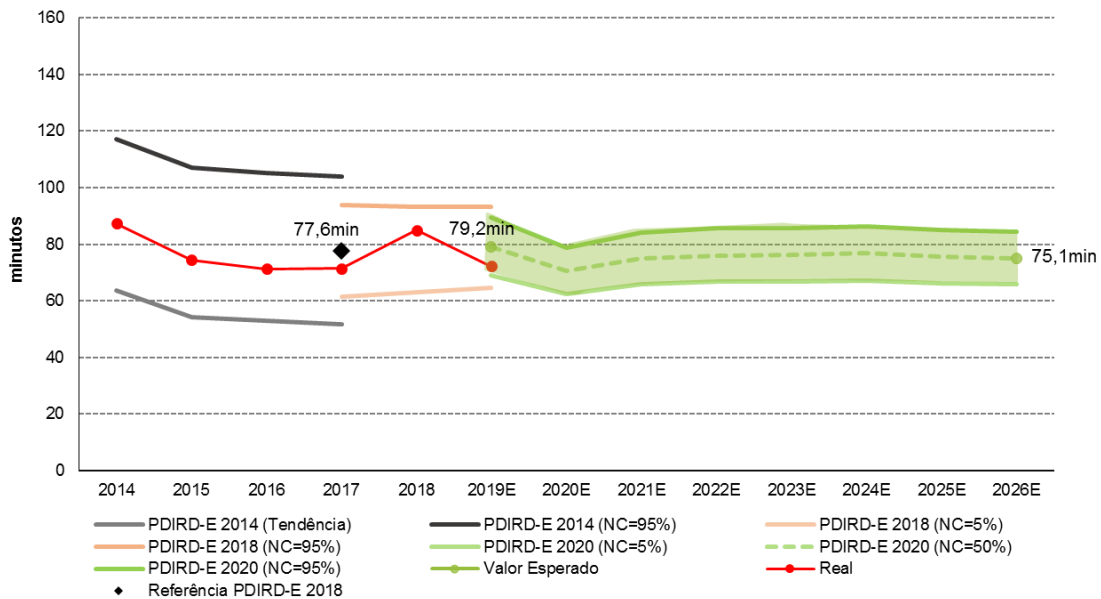


Figura 3 : Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2019 e previsão 2019-2026

Complementarmente, foi efetuada uma análise por zona de qualidade de serviço RQS, apresentando-se na figura seguinte o gráfico respetivo para o SAIDI MT:

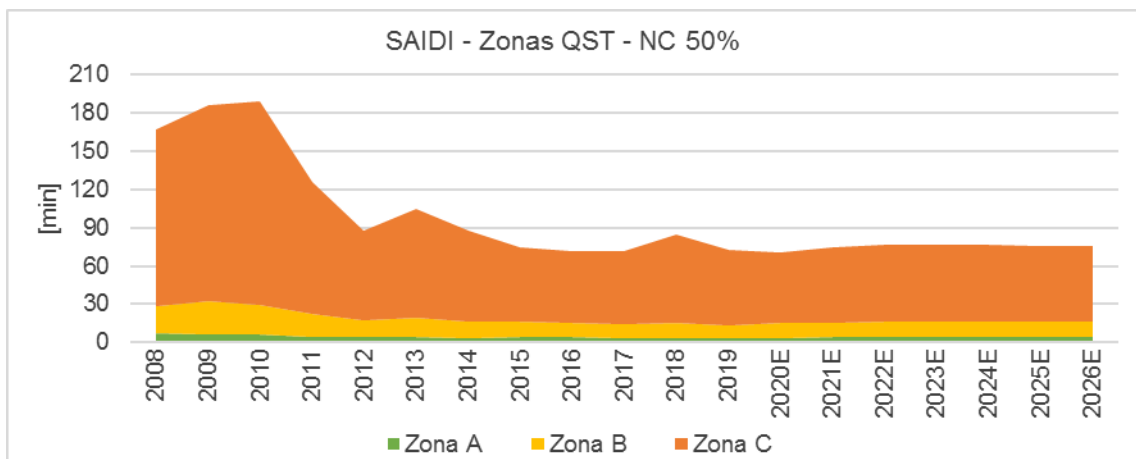


Figura 4: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS

Os benefícios quantificados para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, são suficientes para atingir o valor do investimento neste vetor, estimando-se que a sua monetização ocorra em 2048 (cenário central de consumos). A monetização tardia dos investimentos previstos no Plano 2021-2025 neste vetor, prende-se sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos anos, bem como o facto de o valor do incentivo ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos níveis dos índices de qualidade de serviço. Atendendo às recomendações de não degradação da qualidade de serviço técnica, plasmadas em pareceres da ERSE, o Plano tem em conta níveis de investimento no vetor que dão cumprimento aos objetivos de QST.

O investimento previsto no vetor Qualidade de Serviço Técnica na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 219,9 M€ (-75,5 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 44,0 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

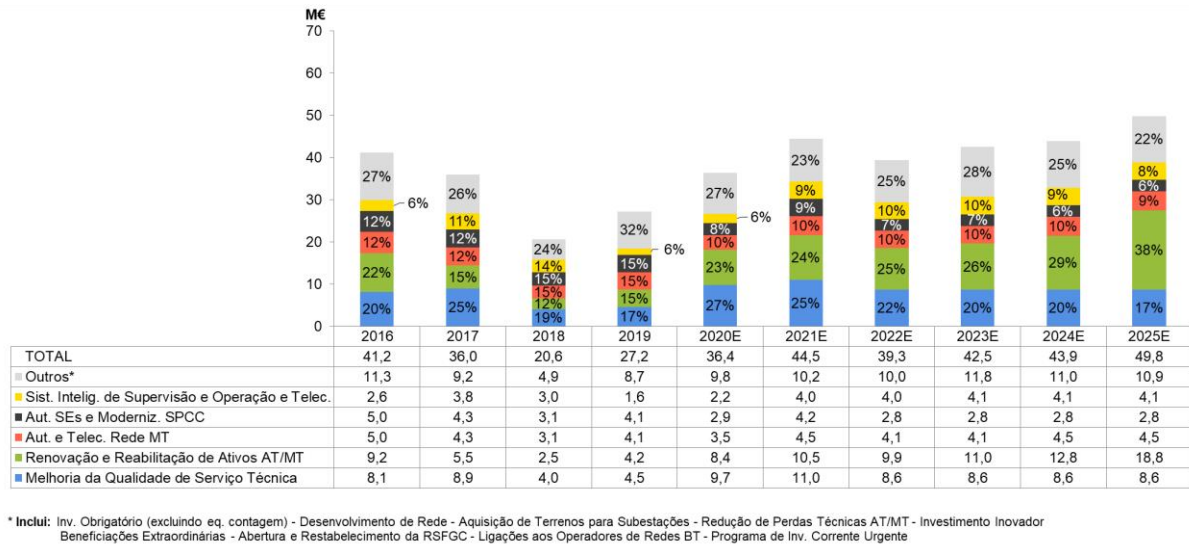


Figura 5: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável a moderado.

• **Eficiência da Rede**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas técnicas na RND.

A E-REDES tem vindo a desenvolver vários estudos, em parceria com instituições científicas, subjacentes ao tema das perdas nas redes e sua evolução. Estes estudos têm demonstrado que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontram em níveis considerados adequados.

Complementarmente, estão a decorrer estudos sobre impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspetivada nos níveis de tensão da RESP. Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

Na figura seguinte é apresentada a evolução prevista das perdas técnicas na RND:

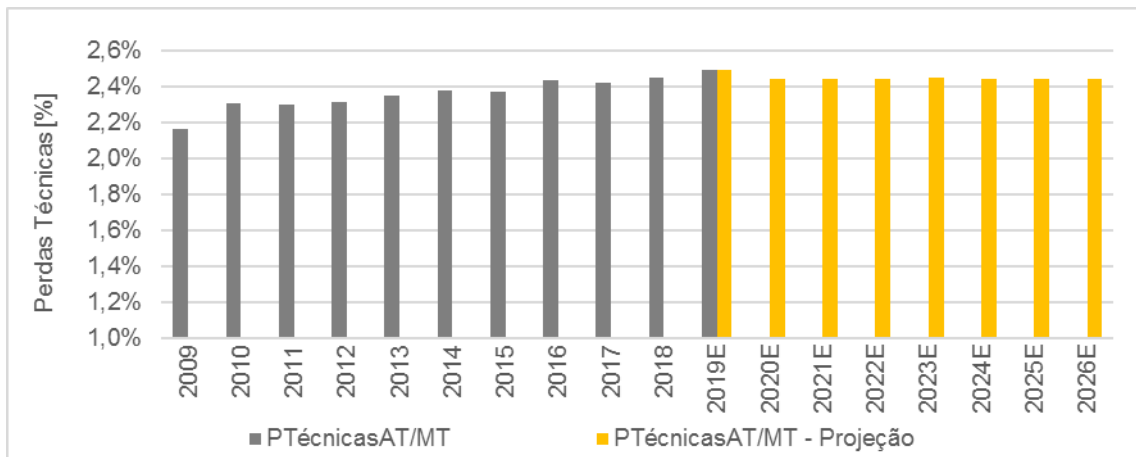


Figura 6: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

A monetização dos benefícios no vetor Eficiência da Rede tem um retorno bastante célere e elevado, evidenciando a racionalidade económica dos investimentos previstos no Plano 2021-2025 neste vetor.

Atendendo às conclusões acima referidas, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Eficiência de Rede são adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

Entretanto, conforme já referido, outros estudos sobre o impacto da produção distribuída nas perdas mostram que esta poderá ter um impacto considerável, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever os investimentos necessários no vetor Eficiência da Rede.

O investimento previsto no vetor Eficiência da Rede na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 58,8 M€ (-13,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 11,8 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

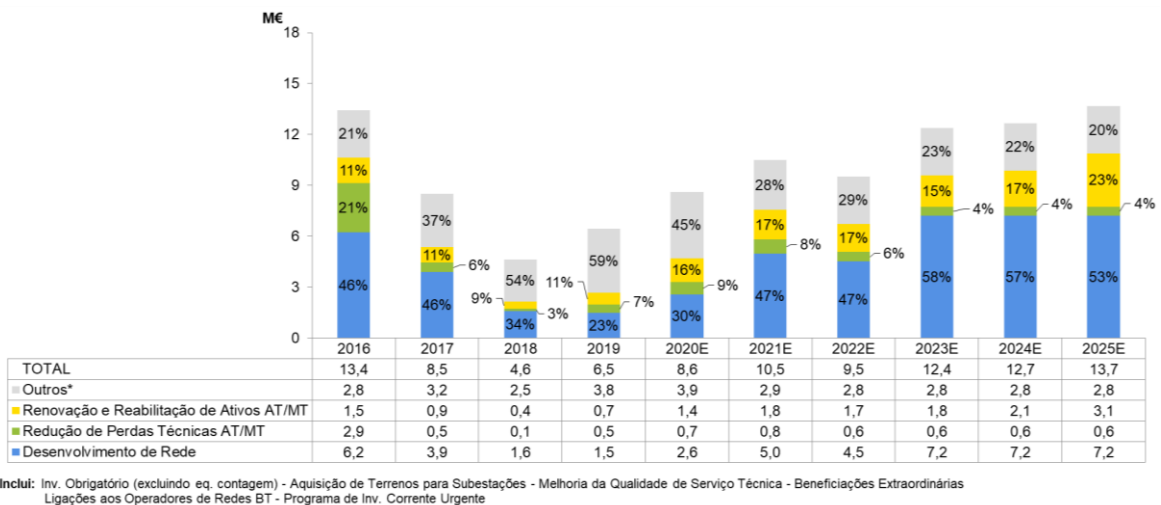


Figura 7: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

### • Eficiência Operacional

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência, através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No PDIRD-E 2020 dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes. Este esforço é particularmente relevante para obter um maior controlo da rede, cuja complexidade deverá continuar a aumentar significativamente nos próximos anos, decorrente da Transição Energética e aumento da digitalização, e que se pretende gerir de forma eficiente.

Os benefícios quantificados decorrentes do investimento no vetor Eficiência Operacional caracterizam-se por uma rápida monetização do investimento previsto no Plano 2021-2025 neste vetor.

O investimento previsto no vetor Eficiência Operacional na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 68,3 M€ (-18,1 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde um investimento médio anual de 13,7 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

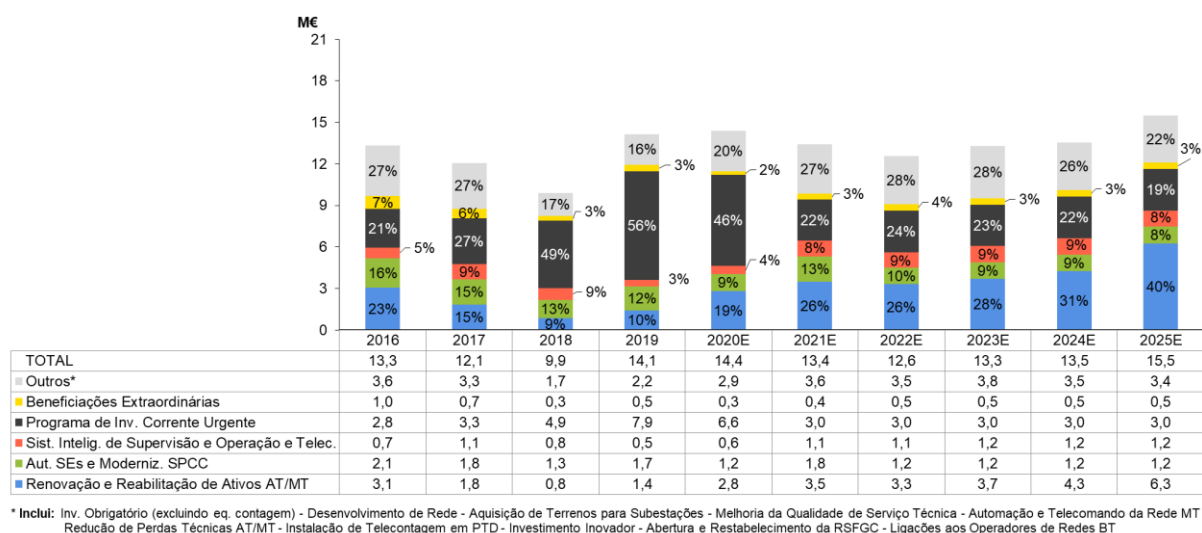


Figura 8: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025

O contributo dos vários programas para este vetor está essencialmente relacionado com a automação e a modernização dos sistemas em subestações, com a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, e com a substituição ou beneficiação dos elementos de rede, permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Salienta-se o aumento da contribuição da renovação de ativos para este vetor, devido ao incremento da verba que se prevê para a mesma no período deste Plano.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é tolerável a moderado.

- **Acesso a Novos Serviços**

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

Os benefícios resultantes do investimento neste vetor estão diretamente relacionados com a instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como sistemas de gestão, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede, efetuar processamento e exercer ações de controlo locais. Assim, os novos serviços não dependem apenas da instalação de dispositivos inteligentes, mas também da implementação de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O investimento neste vetor contribuirá para o aumento do nível de monitorização da rede e permitirá o aparecimento de novos serviços que, expectavelmente, induzirão alterações nos consumos, contribuindo para uma gestão mais eficiente e otimizada dos mesmos e impactando na evolução da procura e da ponta na rede, o que por sua vez, poderá induzir custos evitados pelo adiamento de outros investimentos (por exemplo, no reforço da rede).

Os desafios atuais do setor impõem uma resposta adequada do ORD, que viabilize a Transição Energética esperada e acompanhe a crescente dependência da economia na Rede Elétrica de Distribuição. Nesse sentido, é inevitável o aumento de investimento neste vetor.

A monetização do vetor Acesso a Novos Serviços permite concluir que os potenciais benefícios ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano 2021-2025.

O investimento previsto no vetor Acesso a Novos Serviços na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 39,5 M€ (+10,8 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde um investimento médio anual de 7,9 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:



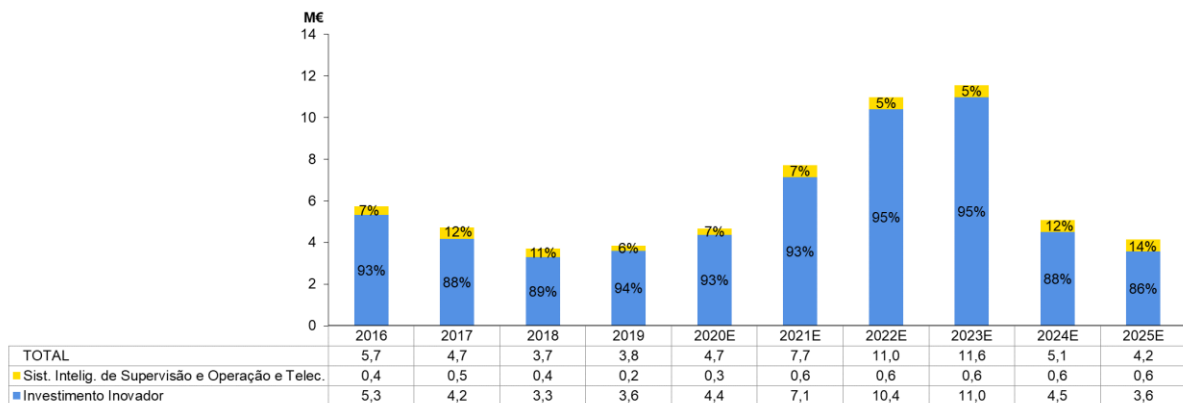


Figura 9: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 7 conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

#### • Outros Investimentos

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás referidos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica designada por “Outros”.

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a E-REDES tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas no âmbito da proteção da avifauna;
- Enterramento de linhas aéreas.

Para este último ponto existe um subprograma específico designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Em PDIRD-E anteriores este subprograma tinha como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT.

Por outro lado, mantém-se a preocupação acrescida com a Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, prevendo-se a manutenção de verba em relação ao PDIRD-E anterior, decorrente do aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

Na rubrica Outros Investimentos o valor previsto na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 79,2 M€ (-8,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 15,8 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

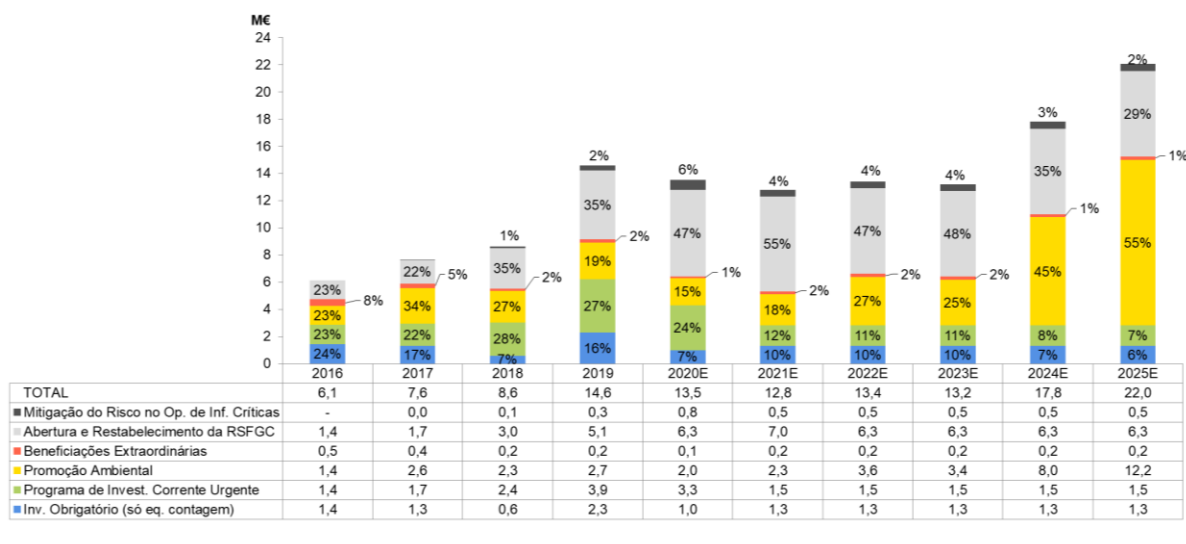


Figura 10: Investimento na rubrica “Outros” 2016-2025

## RENOVAÇÃO DE ATIVOS

Uma renovação adequada dos ativos de distribuição permite manter os níveis de fiabilidade da rede de distribuição, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada atinge os 33% do total da base de ativos específica (valores de 2018). Destacam-se os ativos de subestações, pela sua importância, em que 40% do total se encontra completamente amortizado.

A E-REDES procede à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND – com destaque para os TP AT/MT, onde avalia ainda a respetiva probabilidade de falha no ano N e vida útil restante estimada.

Da avaliação da condição e criticidade dos ativos resulta a identificação de necessidades de renovação individual de ativos. Ao nível mais estratégico, a E-REDES procede à identificação da idade atual dos ativos em serviço na RND e da sua evolução esperada ao longo do período de vigência do PDIRD-E.

Ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo no início da década de 1980, associado à eletrificação rural do território. Os ativos então constituídos irão ultrapassar os 40 anos durante o período de vigência do PDIRD-E 2020. Existem, ainda, diversos ativos cuja data de construção é anterior a esse período. Adivinha-se, como resultado, a necessidade de acelerar o esforço de renovação de ativos em fim de vida, garantindo a renovação dos ativos de forma sustentável.

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da condição e numa maior probabilidade de falha. A não substituição de ativos em fim de vida útil irá, assim, resultar na

ocorrência dessas falhas, originando a necessidade de proceder à renovação de ativos com carácter de urgência.

As necessidades de renovação foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND. Assim, os investimentos associados à renovação de ativos serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para esta categoria, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

A redução dos valores de investimento considerada nesta proposta final do PDIRD-E 2020, consequência das recomendações da ERSE à proposta inicial (versão julho), impactou de forma significativa este pilar de investimento, diminuindo o conjunto de projetos a executar neste âmbito no período do Plano.

O montante global previsto para o conjunto dos projetos e respetiva contribuição dos programas a que pertencem, para a renovação de ativos no período 2021-2025, totaliza 300 M€ (-92 M€ comparativamente com a proposta inicial) para o PDIRD-E 2020.

O investimento proposto no PDIRD-E 2020 contempla, para a base de ativos analisada:

- A renovação dos ativos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia utilizada de avaliação da condição, garantindo que os projetos neste âmbito se iniciam dentro do período do Plano, terminando alguns já depois de 2025;
- a substituição de 26 dos 35 transformadores AT/MT cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2025. Os restantes 9 serão adiados para depois de 2025;
- a substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC) mantendo-se a sua idade média;
- Relativamente à rede MT subterrânea, a realização no período 2021-2025 do subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias”, nas áreas geográficas de Lisboa e Loures.

## RESILIÊNCIA DA REDE

Face aos desafios de mudança que englobam a transição energética, impactada pelo clima, com a crescente eletrificação e digitalização da economia e suportada pelo enquadramento de aceleração das políticas europeias e nacionais (PNEC 2030), torna-se necessário reforçar a perspetiva de abordagem à resiliência da rede.

A abordagem comum ou mais tradicional à resiliência, está, normalmente, alinhada com a fiabilidade e segurança do setor. Recentemente existem outras abordagens das *utilities* à resiliência, considerando um contexto mais amplo que incluiu a proteção dos ativos, a segurança, o envolvimento da comunidade e os impactos operacionais.

A resiliência da rede elétrica relaciona-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto. Neste campo, os incêndios florestais e os temporais (eventos climáticos extremos) ou os ataques cibernéticos (crescentes com o aumento da digitalização), têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos

riscos e resiliência das comunidades, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.

A E-REDES continuará a analisar e desenvolver este tema, alinhando com as melhores práticas e soluções de inovação, de modo a tê-las em conta nas decisões de planeamento e investimento a incorporar em futuros PDIRD-E.

No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, para além do que mais se relaciona com a qualidade de serviço técnica e com a renovação de ativos, comporta ainda 2 tópicos, tendo em consideração o impacto estratégico e o aumento do investimento respetivo previsto neste Plano.

- **Gestão da Vegetação – impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo**

Em Portugal a área ocupada por floresta corresponde a cerca de 60% do território, pelo que uma grande percentagem de rede aérea AT/MT cruza zona florestal. Dos 83.000 km de rede de Alta (AT) e Média Tensão (MT), cerca de 68.000 km são em traçado aéreo e destes, 28.600 km estão estabelecidos em zona florestal. Como operador da rede de distribuição, a E-REDES obriga-se a manter e a gerir estes ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica.

No presente Plano prevê-se manter o investimento associado ao estabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível (RSFGC) – 10 M€/ano em 2021 e 9 M€/ano nos anos seguintes - mantendo-se genericamente o valor que já havia sido reforçado na versão final do anterior PDIRD-E 2018, decorrente do aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A E-REDES foi das primeiras entidades a constituir a RSFGC, mas é hoje reconhecido, por vários estudos técnicos, que este investimento é ineficiente.

A opção de estabelecimento das redes elétricas em subterrâneo (em alternativa a linhas aéreas) para minimizar interrupções durante eventos climáticos extremos é, eminentemente, bastante mais onerosa, podendo implicar investimentos da ordem dos vários milhares de milhões de euros e um período de implementação de várias décadas. Para além da questão financeira esta decisão tem, também, outras implicações de cariz mais técnico e estrutural, nomeadamente no que se refere à adaptação da estrutura da rede de distribuição (emalhada e/ou radial) e às características e dimensionamento dos seus componentes. Como tal, influencia as decisões de planeamento a mais longo prazo e deverá ser amplamente analisada e avaliada previamente. A fase atual, em que se prevê no curto prazo a necessidade de substituição de um elevado volume de ativos de rede envelhecidos, poderá constituir uma oportunidade para avaliar este impacto e considerar essa alternativa.

Com o volume de investimento contemplado no PDIRD-E 2020, estima-se o estabelecimento de não mais do que 1000 km de rede subterrânea AT/MT. Assim e tendo em consideração o peso atual da rede aérea na extensão total da rede (~82%), há ainda um caminho longo a percorrer para aproximação às congéneres europeias no que diz respeito ao rácio rede aérea/rede subterrânea. O investimento previsto no PDIRD-E 2020 em nova rede subterrânea é de 61,7 M€.

- **Tecnologias de comunicações e informação**

As tecnologias de comunicações e informação (TIC), associadas à evolução do telecontrolo, automação e gestão de equipas que teve lugar nos últimos 30 anos, com significativo impacto na melhoria da eficiência e da qualidade de serviço da RND, são agora também centrais à transição

energética e às redes inteligentes, viabilizando as condições tecnológicas necessárias aos novos modos de negócio e de operação do Sistema Elétrico.

A exploração da RND depende hoje fortemente da disponibilidade de um conjunto de aplicações especializadas e críticas que implicitamente incorporam e utilizam infraestruturas de computação, de acondicionamento e alimentação (*Data Centers*), de comunicações e de cibersegurança.

A falência destas aplicações e infraestruturas, que consubstanciam uma plataforma digital de suporte à exploração da RND, remetem a RND para um estado de contingência, comprometendo significativamente a segurança, a qualidade e a garantia do abastecimento.

A E-REDES promove um importante e criterioso investimento nas infraestruturas e serviços digitais, privativos e adquiridos em mercado, disponibilizando à RND ambientes funcionais, com performance e resiliência diferenciados, de melhor resposta à missão crítica do fornecimento de um serviço essencial.

A importância da eletricidade na economia e sociedade a par da sua maior exposição digital, acarretam também um crescente risco ciber-físico, exigindo-se conseqüentemente uma proteção e gestão de risco, traduzidos numa abordagem holística, da concepção à operação, que procura assegurar níveis adequados de prevenção, mitigação, detecção e de resposta a eventuais incidentes e impactos.

É neste contexto que a E-REDES incorpora a resiliência na sua estratégia de desenvolvimento da plataforma digital da RND.

A proposta do PDIRD-E 2020 prevê investimentos nos sistemas de gestão e operação da rede, bem como da infraestrutura de comunicações. Adicionalmente implementar-se-ão medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico da organização e o desenvolvimento da capacidade de monitorização, detecção e resposta a ataques cibernéticos. O investimento previsto em Sistemas e Segurança da Rede no PDIRD-E 2020 é de 28,7 M€.

No total, nesta proposta final do PDIRD-E 2020, prevê-se um investimento em resiliência no valor de 90,4 M€ (-40,6 M€ comparativamente com a proposta inicial).

## **REDE INTELIGENTE**

As redes inteligentes respondem aos desafios colocados pelo desenvolvimento de mercados internos de energia, melhorando a disponibilização de informação aos consumidores, sendo fundamentais para o desenvolvimento de novos serviços de energia para estes, para a promoção de eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa e ainda para o aumento da eficiência na gestão e operação de redes. Facilitam a integração de situações emergentes associadas ao setor energético, como a produção distribuída ou o carregamento de veículos elétricos (por exemplo). Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores “inteligentes”, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O conceito de “rede inteligente” configura-se como a capacidade de a rede elétrica integrar, de forma eficiente, comportamentos e ações de todos os recursos a ela ligados, contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

A E-REDES tem em curso, no âmbito do Inovgrid 2030, a implementação de um *roadmap* tecnológico com o intuito de coordenar o esforço de inovação e integração de todas as tecnologias afetas ao

desenvolvimento das redes inteligentes. Considera-se, genericamente, como investimentos em redes inteligentes os projetos de investimento que se enquadram em 4 categorias: Sensorização e Monitorização, Automação e Telegestão, Comunicações e Cibersegurança e Processamento e Análise de Dados.

Destaca-se o reforço efetuado nesta proposta final do PDIRD-E 2020 para o investimento em DTCs (Distribution Transformer Controller), no sentido de assegurar o término da Campanha de instalação destes equipamentos em todo o território nacional no final de 2024, de forma a garantir-se o alinhamento com o final da Campanha de instalação de *Energy Boxes* (Contadores “Inteligentes”).

O investimento em rede inteligente proposto no PDIRD-E 2020, no total de 118,1 M€ (-4,2 M€ comparativamente com a proposta inicial) no período 2021-2025 (investimento médio anual de ~24 M€, correspondendo a um incremento de cerca de 21% em relação ao previsto no PDIRD-E anterior), procura assegurar o desenvolvimento adequado do paradigma das redes inteligentes na rede de distribuição, considerado essencial pela E-REDES como resposta aos desafios atuais do setor. A estratégia preconizada procurou o alinhamento com as melhores práticas europeias num contexto de transição energética onde o papel dos operadores de rede de distribuição tem vindo a ser cada vez mais central, pelo que a E-REDES necessita de garantir passos sólidos na sua transformação digital, evoluindo os indicadores de maturidade digital de modo a dar um importante contributo para que as metas propostas, quer a nível europeu, quer a nível nacional, sejam atingidas.

## ANÁLISE DE RISCO

Para avaliar o risco associado a este plano de investimentos foi efetuada uma análise que, para além de avaliar os riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais do Plano, avalia ainda o risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Esta análise permitiu concluir que, atendendo aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD-E 2020 é tolerável.

O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco que não são controláveis. Este vetor e o vetor da Eficiência Operacional são particularmente afetados pela redução global de Investimento efetuada ao Plano na sequência da recomendação da ERSE à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho). O adiamento de investimentos em programas de investimento que contribuem para estes vetores resulta num maior envelhecimento dos ativos, podendo agravar o seu desempenho e aumentar a probabilidade de falha dos mesmos. Tal resulta num maior risco de cumprimento dos objetivos associados a estes vetores, que passa assim para o nível tolerável a moderado.

A análise de risco efetuada pressupõe a aprovação e execução do presente plano de investimento.

## PLANO DE INVESTIMENTO

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2021-2025.

O investimento total a realizar pela E-REDES divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2021-2025 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico, acrescido dos encargos totais.

- **Investimento Específico**

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

*Investimento Obrigatório* – engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

*Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

O Investimento Específico a realizar no Plano resulta da agregação destas duas componentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

O expectável aumento da produção distribuída nos próximos anos faz com que se seja essencial, nas análises efetuadas, considerar não só a evolução prevista dos consumos mas também da produção, para o correto dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado de consumo e de produção, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos, com melhoria da eficiência da rede.

Destas análises pode concluir-se pela necessidade de criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas

infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2020, um nível de investimento superior face à média dos últimos 3 anos, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 83,8 M€ em 2021-2022 e 94,7 M€ em 2023-2025 conforme apresentado na figura seguinte:

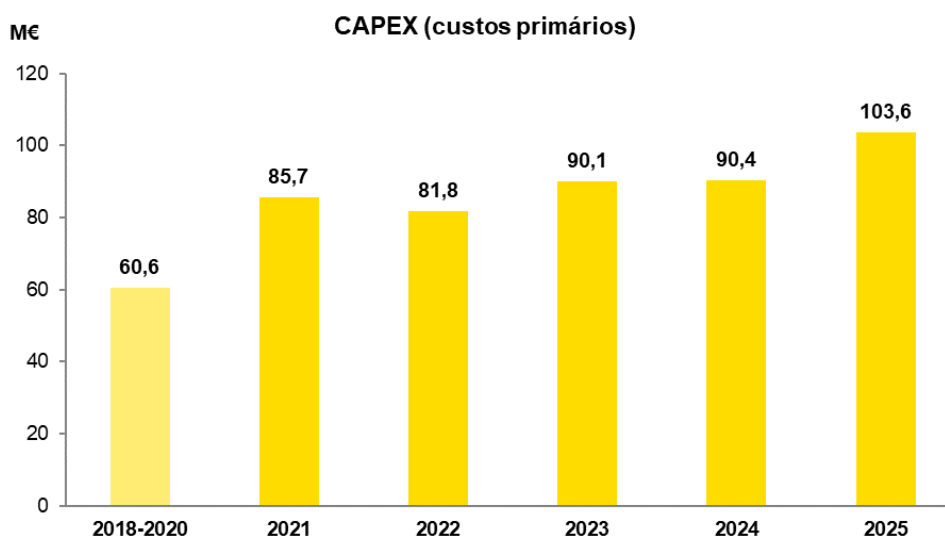


Figura 11: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem dos valores de médios anuais de 1,9 M€/TWh em 2021-2022 para 2,1 M€/TWh em 2023-2025, conforme figura seguinte:



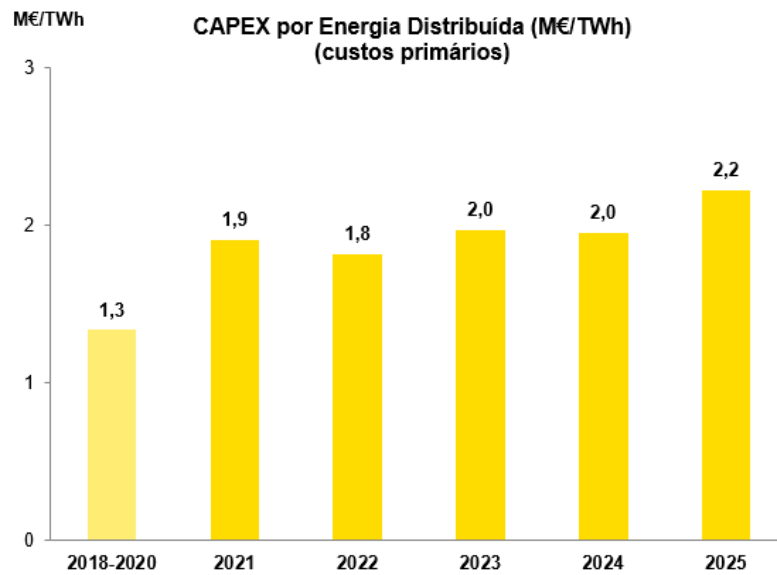


Figura 12: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025

Na figura seguinte apresenta-se o investimento médio por vetor de investimento e por período.

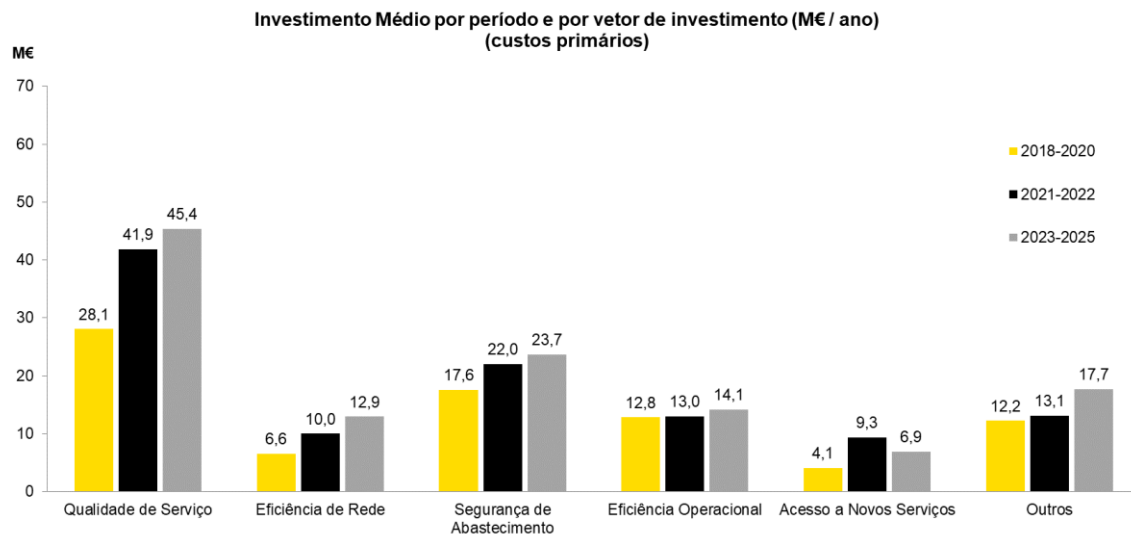


Figura 13: Investimento médio por período e por vetor de investimento

Analisando o investimento previsto no Plano 2021-2025 por vetor de investimento, comparativamente aos três anos anteriores, verifica-se um aumento no vetor Qualidade de Serviço Técnica. Tal deverá refletir-se numa melhoria da QST global esperada em relação ao valor de referência de 77,6 minutos (-2,55 minutos, e para um grau de confiança de 50%) conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C com risco de degradação nas melhores zonas, A e B. A realização média deste vetor nos últimos 3 anos foi impactada pela baixa realização do investimento de iniciativa da empresa.

Para além do crescimento esperado dos consumos é expectável um aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis. Este previsível aumento levou à necessidade de

elaboração de um plano específico para o aumento da capacidade de receção da RND. Estes aumentos refletem-se num aumento do investimento no vetor Segurança de Abastecimento previsto no Plano para o período 2021-2025.

O incremento significativo da produção distribuída previsto nos próximos anos, alinhado com os objetivos definidos no PNEC 2030, terá um impacto negativo nos níveis de perdas da RND. Assim, prevê-se neste Plano um aumento do investimento no vetor eficiência de rede, de modo a manter as perdas técnicas da RND em níveis que se consideram adequados e compensando o efeito penalizador do aumento previsto da procura e do aumento da produção distribuída. Também, o estabelecimento de novas ligações para resposta aos crescentes pedidos de ligação à rede e o aumento de investimento previsto em renovação de ativos, influenciam os valores no vetor Eficiência da Rede para os próximos anos.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se um ligeiro aumento do investimento no período deste Plano, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais, através do investimento em automação e modernização dos sistemas. Este aumento é também influenciado pela verba prevista para a renovação e reabilitação de ativos, sistemas inteligentes e telecomunicações, que continuarão a garantir a resiliência dos mesmos ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

O vetor Acesso a Novos Serviços é essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente. Os valores de investimentos nesta proposta final do PDIRD-E 2020 são superiores aos da proposta inicial (versão julho) devido ao objetivo de conclusão do *roll-out* de DTC em 2024.

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos para o Plano, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta final de PDIRD-E 2020, dá resposta:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista e ao aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis, repondo a capacidade de receção desta nova produção na RND;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, com ligeira melhoria da qualidade de serviço técnica global esperada;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar a melhoria dos níveis de qualidade de serviço através da sua substituição ou reabilitação. O investimento previsto nesta proposta final, aponta, no entanto, para níveis de envelhecimento dos ativos acima do desejável, podendo em algumas situações agravar o seu desempenho, com risco acrescido de falhas em ativos críticos;
- À necessidade de aumento da resiliência da rede, na vertente das comunicações e proteção ciber-física;

- À manutenção das perdas técnicas na rede em níveis adequados, tendo em conta o efeito penalizador da penetração de produção distribuída na RND prevista nos próximos anos;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

com um nível de risco global considerado tolerável.

- **Investimento Não Específico**

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rubricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT, contemplados neste Plano para 2021-2025, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

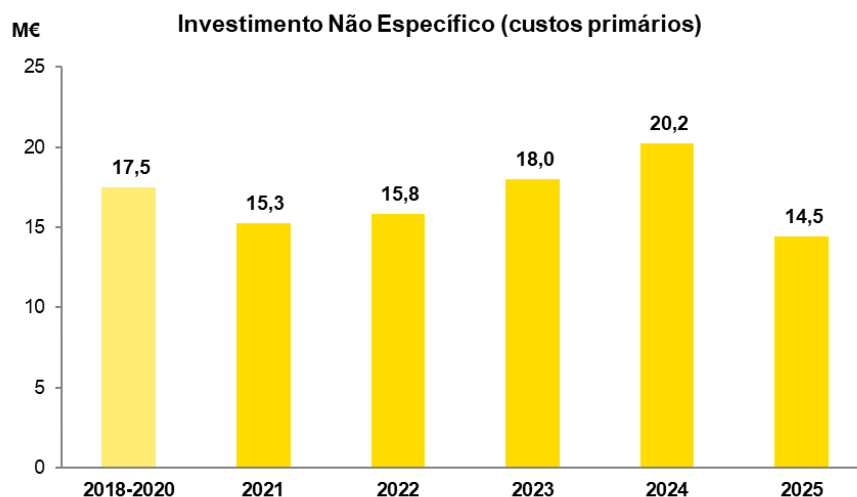


Figura 14: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2018-2020) correspondem a 17,5 M€, estimando-se a manutenção dos valores médios anuais no período total do presente Plano 2021-2025.

Destaca-se um maior esforço de investimento nos 3 primeiros anos do Plano 2021-2025, relacionado com a implementação do *roadmap* tecnológico, metodologia *agile* no desenvolvimento de produtos informáticos, aceleração digital, *Digital Energy Center*, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

- **Encargos**

Na E-REDES, os Encargos de Investimento Capitalizáveis assumem três naturezas:

- I. Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- II. Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- III. Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Estão considerados no Plano 2021-2025 os seguintes encargos (M€):

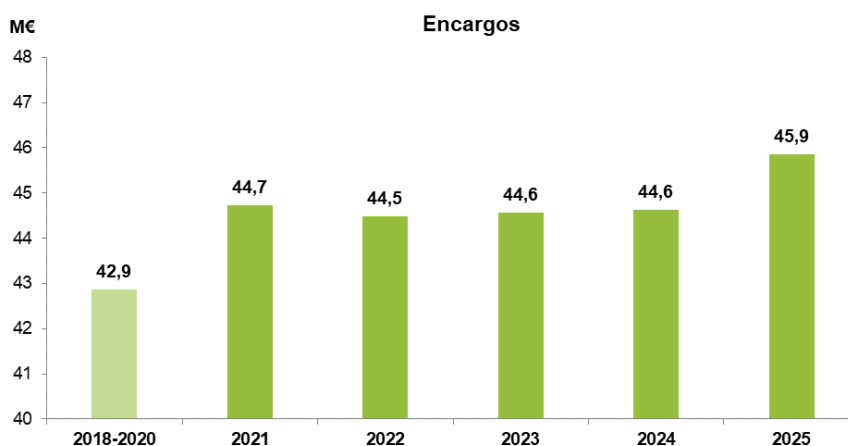


Figura 15: Evolução dos encargos (M€)

Estima-se ainda um ligeiro aumento dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, essencialmente devido ao aumento dos volumes de investimento previstos para os próximos anos, face ao passado recente.

#### • Investimento Total

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2021-2025, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na seguinte os valores totais de investimento proposto para este PDIRD-E 2020:

Tabela 1 : Investimento Total a custos totais (M€)

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2021-25					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>98,9</b>	<b>126,3</b>	<b>123,5</b>	<b>134,1</b>	<b>136,6</b>	<b>144,1</b>	<b>664,5</b>
Investimento Específico	81,4	111,0	107,7	116,1	116,4	129,6	580,7
Investimento Não Específico	17,5	15,3	15,8	18,0	20,2	14,5	83,8
<b>Encargos Diretos</b>	<b>35,0</b>	<b>37,0</b>	<b>36,9</b>	<b>36,3</b>	<b>36,3</b>	<b>37,4</b>	<b>183,8</b>
Investimento Específico	30,2	34,3	34,2	33,4	33,4	34,4	169,7
Investimento Não Específico	4,8	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	14,1
<b>Encargos Transversais</b>	<b>6,0</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,3</b>	<b>6,3</b>	<b>6,4</b>	<b>31,7</b>
Investimento Específico	5,2	5,9	5,9	5,8	5,8	5,9	29,3
Investimento Não Específico	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,4
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>8,8</b>
Investimento Específico	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,3
Investimento Não Específico	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	1,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>141,7</b>	<b>171,0</b>	<b>168,0</b>	<b>178,6</b>	<b>181,3</b>	<b>189,9</b>	<b>888,8</b>
Investimento Específico	118,3	152,3	148,8	156,9	157,3	171,7	787,0
Investimento Não Específico	23,4	18,7	19,2	21,7	24,0	18,2	101,7

## AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

A ERSE elaborou um cenário que procura garantir que, no cenário de procura ERSE Central, a variação do proveito unitário entre 2019 e 2025 é nula. Este cenário implica a redução em 119 M€, a custos totais, face ao proposto na versão de julho do PDIRD-E 2020.

Na Figura 16 estão evidenciados os proveitos unitários para os três cenários de evolução da procura (ERSE) com a redução de investimento proposta pela ERSE.

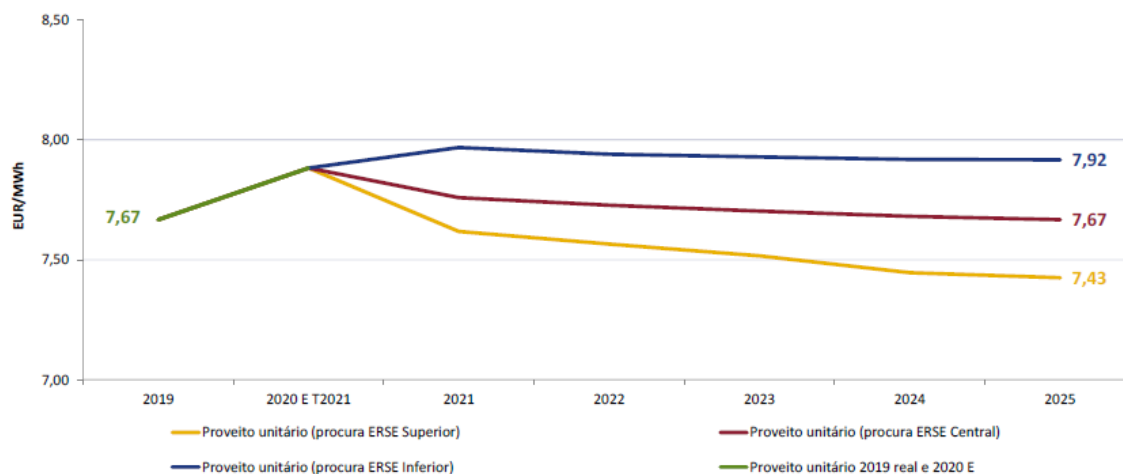


Figura 16: Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – Investimentos Cenário ERSE (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020)

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020 foi considerada uma redução de 119 M€ no investimento do Plano 2021-2025 o que, de acordo com o Parecer da ERSE, permitirá que a concretização dos projetos previstos neste Plano não contribua para o referido agravamento das tarifas.

Página em branco

# PDIRD-E 2020 (2021-2025)

## Proposta final

Página em branco



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E .....</b>	<b>21</b>
1.1	Considerações prévias.....	21
1.2	Enquadramento Legislativo.....	24
1.3	Observação das medidas de política energética.....	26
1.4	<i>Benchmarking</i> sobre racionais e níveis de investimento.....	28
1.5	Impacto na Economia e no Emprego.....	31
1.6	Conteúdo.....	33
<b>2</b>	<b>PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO .....</b>	<b>35</b>
2.1	Princípios básicos .....	35
2.1.1	Exigências regulamentares .....	35
2.1.2	Restrições técnicas .....	35
2.1.3	Avaliação técnico-económica .....	37
2.1.3.1	Introdução.....	37
2.1.3.2	Cálculo Técnico das Perdas.....	39
2.1.3.3	Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END).....	39
2.1.3.4	Cálculo dos Indicadores de Continuidade de Serviço (SAIDI, SAIFI, MAIFI) .....	40
2.1.3.5	Cálculo de outros parâmetros de avaliação de projetos de investimento.....	40
2.1.4	Avaliação da Condição e Risco.....	41
2.1.4.1	Introdução.....	41
2.1.4.2	Determinação da Condição .....	42
2.1.4.3	Determinação da Consequência da Falha .....	42
2.1.4.4	Determinação do Risco .....	42
2.2	Critérios de Seleção de Investimentos .....	43
2.3	Análise de Risco .....	44
2.3.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento .....	44
2.3.2	Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede .....	45
<b>3</b>	<b>ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND .....</b>	<b>47</b>
3.1	Investimento Específico .....	49
3.1.1	Vetores de Investimento.....	49
3.1.1.1	Segurança de Abastecimento .....	51
3.1.1.2	Qualidade de Serviço Técnica.....	57
3.1.1.2.1	Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST .....	58
3.1.1.2.2	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND.....	62
3.1.1.3	Eficiência da Rede.....	70
3.1.1.4	Eficiência Operacional.....	74
3.1.1.5	Acesso a Novos Serviços.....	77
3.1.1.6	Outros Investimentos.....	79
3.1.2	Programas de Investimento.....	81
3.1.2.1	Descrição dos Programas de Investimento.....	81

3.1.2.2	Drivers para Atribuição dos Programas de Investimento aos Projetos.....	88
3.2	Renovação de ativos.....	91
3.2.1	Descrição geral.....	91
3.2.2	Investimento previsto no PDIRD-E 2020.....	94
3.3	Resiliência da Rede .....	96
3.3.1	Descrição geral.....	96
3.3.2	Investimento previsto no PDIRD-E 2020.....	100
3.4	Rede Inteligente .....	101
3.4.1	Descrição geral.....	101
3.4.2	Investimento previsto no PDIRD-E 2020.....	103
3.5	Investimento não Específico .....	105
<b>4</b>	<b>PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA.....</b>	<b>109</b>
4.1	Pontos de Entrega da RNT.....	109
4.2	Ligação de Produção Distribuída.....	110
4.2.1	Situação em dezembro 2019.....	110
4.2.2	Processos em curso e comprometidos .....	111
4.2.3	Acompanhamento da Evolução das Expectativas Ligação de Nova Produção Distribuída a Nível Local .....	112
<b>5</b>	<b>EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS .....</b>	<b>115</b>
5.1	Previsão da procura de eletricidade (E-redes) .....	115
5.2	Comparação com as Projeções do RMSA do SEN.....	115
5.3	Histórico de Evolução dos Consumos .....	118
5.4	Histórico de Evolução das Cargas.....	121
5.5	Previsão de Consumos e pontas .....	122
5.5.1	Cenário de Evolução dos Consumos .....	122
5.5.2	Cenário de Evolução das Pontas .....	123
5.5.3	Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações .....	123
5.5.4	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição .....	124
5.5.5	Focos de Desenvolvimento de Cargas .....	124
<b>6</b>	<b>QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE.....</b>	<b>125</b>
6.1	Introdução .....	125
6.2	Justificação da não necessidade de Avaliação Ambiental estratégica do PDIRD-E 2020.....	125
6.3	Avaliação Ambiental Prévia da carteira de Projetos do PDIRD-E 2020.....	127
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2020 .....</b>	<b>129</b>
7.1	Análise de risco de não cumprir os objectivos do PDIRD-E.....	129
7.1.1	Segurança de Abastecimento .....	130
7.1.2	Qualidade de Serviço Técnica.....	132
7.1.3	Eficiência da Rede.....	133

7.1.4	Eficiência Operacional .....	135
7.1.5	Acesso a Novos Serviços .....	136
7.1.6	Conclusão .....	136
7.2	Análise de risco de projectos e portfólios de investimento .....	137
7.2.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento .....	137
7.2.2	Análise de Risco de Conjuntos de Projetos de Investimento .....	138
<b>8</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA RND .....</b>	<b>139</b>
8.1	Elementos Constituintes da Rede e Suas Características .....	139
8.2	Investimentos a Realizar na Rede .....	140
8.2.1	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Eletroprodutores .....	140
8.2.2	Ligação à RNT .....	141
8.2.3	Desenvolvimento da RND .....	142
8.3	Situação prevista em 2020 e após a conclusão plano .....	142
8.3.1	Utilização da rede AT .....	145
8.3.2	Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT .....	145
8.3.3	Caracterização da rede MT .....	147
8.3.4	Potências de curto-circuito .....	147
8.3.5	Verificação da satisfação dos padrões de segurança para planeamento .....	148
8.3.5.1	Ligação de Clientes .....	148
8.3.5.2	Reserva N-1 .....	149
8.3.5.3	Variações de Tensão .....	149
<b>9</b>	<b>PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2021-2025 .....</b>	<b>155</b>
9.1	Investimento Específico .....	156
9.1.1	Investimento Obrigatório .....	157
9.1.2	Investimento de Iniciativa da Empresa .....	159
9.2	Investimento não Específico .....	161
9.3	Plano de Investimento 2021-2025 .....	162
9.4	Avaliação do Impacto da Tarifa .....	168

Página em branco

## ÍNDICE DE ANEXOS

---

### Anexo A – Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027

### Anexo B – Caracterização da rede

#### Anexo B.1 – Caracterização da Rede AT e Subestações AT/MT

##### Anexo B.1.1 Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

##### Anexo B.1.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

##### Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025

##### Anexo B.1.4 – Caracterização da rede AT

Anexo B.1.4.1 – Caracterização da rede AT 31.12.2020

Anexo B.1.4.2 – Caracterização da rede AT 31.12.2025

#### Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT

##### Anexo B.2.1 – Caracterização da rede MT 31.12.2020

##### Anexo B.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Anexo B.2.2.1 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2025

#### Anexo B.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

##### Anexo B.3.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.3.1.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Tabela

Anexo B.3.1.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.1.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

##### Anexo B.3.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3.2.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2025 – Tabela

Anexo B.3.2.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.2.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

**Anexo C – Caracterização e justificação dos principais investimentos específicos a realizar no período do Plano**

**Anexo D – Caracterização e justificação dos principais investimentos não específicos a realizar no período do Plano**

**Anexo E – Lista Ordenada dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 e Programação Anual (por ordem de prioridade nos vetores de investimento)**

**Anexo F – Resumo dos Investimentos Específicos**

Anexo F.1 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização

Anexo F.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo F.3 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo F.4 – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo F.5 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 alvo de processo de autorização antecipada

**Anexo G – Resumo dos Investimentos Não Específicos**

**Anexo H – Estudos de fundamentação (Sumários Executivos)**

Anexo H.1 – Avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 na economia portuguesa

Anexo H.2 – Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios

Anexo H.3 – Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2020

Anexo H.4 – Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT

Anexo H.5 – PATH - Predicting Transformer Health (Atualização)

Anexo H.6 – Renovação de Ativos AT e MT - Sistemas de Alimentação em Corrente contínua (SACC)

Anexo H.7 – Projeto Piloto do Louriçal – Relatório de Implementação e Resultados

**Anexo I – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2020 face ao PDIRD-E 2018 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2018**

**Anexo J – Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E**

**Anexo K – Relatório de Avaliação Ambiental Prévia**

**ÍNDICE DE TABELAS**

---

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1.....	36
Tabela 3.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento ...	50
Tabela 3.2 : Transformadores de potência a adquirir .....	53
Tabela 3.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2015 a 2019.....	59
Tabela 3.4: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2015-2019.....	61
Tabela 3.5: Impacto anual dos investimentos no vetor qualidade técnica de serviço da rede na redução de END (GWh) .....	69
Tabela 3.6: Impacto dos investimentos propostos, 2021-2025, nos indicadores globais de qualidade de serviço, NC-50%.....	69
Tabela 3.7: Impacto anual dos investimentos no vetor eficiência da rede na redução de perdas AT e MT (GWh).....	73
Tabela 3.8: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento .....	90
Tabela 3.9. Contributo dos Programas de Investimento para Renovação da RND .....	94
Tabela 3.10. Investimento em renovação de ativos (M€) – PDIRD-E 2020 .....	95
Tabela 3.11: Investimento considerado em Resiliência.....	101
Tabela 3.12: Programas com investimentos em redes inteligentes. ....	103
Tabela 3.13: Investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025.....	103
Tabela 3.14: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2018 vs. PDIRD-E 2020 .....	107
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2020. ....	117
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais.....	122
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT). ....	122
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP). ....	122
Tabela 6.1: Opções estratégicas – Descrição .....	126
Tabela 6.2: Critérios A.....	127
Tabela 6.3: Critérios B.....	127
Tabela 6.4: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2020. ....	128
Tabela 7.1: Resultado da análise de risco realizada para cada Vetor de Investimento .....	137
Tabela 8.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2020 .....	142
Tabela 8.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2025 .....	143
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2020 e 31.12.2025 .....	145
Tabela 8.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2020 e 31.12.2025 .....	146
Tabela 8.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica .....	146
Tabela 8.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2020- .....	147
Tabela 8.7: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2018-2019.....	150
Tabela 8.8: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2018.....	151
Tabela 8.9: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2019.....	152
Tabela 8.10: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2018. ....	152
Tabela 8.11: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2019. ....	152
Tabela 9.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2021-2025 .....	159
Tabela 9.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2021-2025, por Programa de Investimento. ....	160
Tabela 9.3: Investimento não específico AT/MT por rúbrica (M€) .....	161
Tabela 9.4: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2021-2025. ....	162
Tabela 9.5 Investimento Total a custos totais (M€). ....	167
Tabela 9.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€).....	167

---

Página em branco



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 versão de julho (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020).	22
Figura 3.1: Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura	56
Figura 3.2: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025	57
Figura 3.3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2015-2019	60
Figura 3.4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2015-2019	61
Figura 3.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2019 e previsão 2019-2026	64
Figura 3.6: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS	65
Figura 3.7: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST	66
Figura 3.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025	67
Figura 3.9: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] em relação à Energia Distribuída [%]	71
Figura 3.10: Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER	72
Figura 3.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025	73
Figura 3.12: Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em Eficiência Operacional	75
Figura 3.13: Emissões de CO2 evitadas decorrentes do investimento em Eficiência Operacional	75
Figura 3.14: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025	76
Figura 3.15: Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS	78
Figura 3.16: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025	79
Figura 3.17: Investimento na rubrica “Outros” 2016-2025	80
Figura 3.18: Ano de Construção dos TP AT/MT em Exploração	92
Figura 3.19: Ilustrativo – relação entre saúde e probabilidade de falha (fonte: “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY”)	92
Figura 4.1: Evolução da PRE ligada na RND	111
Figura 4.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida	112
Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão E-REDES)	115
Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)	116
Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2020.	117
Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2019	118
Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2019	119
Figura 5.6: Distribuição de consumos por setor, ano 2019	119
Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2019	120
Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da E-REDES, 2016-2019	121
Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da E-REDES, 2016-2019	121
Figura 5.10: Evolução prevista para a ponta síncrona da E-REDES, 2020-2027	123
Figura 7.1 : Evolução do risco com o número de projetos iguais	138
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2020-2025	144
Figura 8.2: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2018-2019	151
Figura 9.1. : Evolução dos Encargos	155
Figura 9.2: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela E-REDES na RND, 2018-2025	158
Figura 9.3: Comparticipações financeiras, 2018-2025	158
Figura 9.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025	163
Figura 9.5: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025	163
Figura 9.6: Investimento médio por período e por Vetor de Investimento	164
Figura 9.7: Investimento não específico a custos primários (M€)	166
Figura 9.8 Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – Investimentos Cenário ERSE (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020)	168

Página em branco

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

---

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AA – Área de Átivos
- b) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- c) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- d) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- e) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- f) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- g) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- h) DTC – *Distribution Transformer Controller*;
- i) EB – EDP Box;
- j) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- k) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);
- l) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- m) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- n) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- o) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- p) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- q) PDIRD-E – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT, a elaborar de 2 em 2 anos, para um período de 5 anos;
- r) PdE – Ponto de Entrega;
- s) PRE – Produtor em Regime Especial;
- t) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- u) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- v) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- w) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as RDBT);
- x) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- y) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;
- z) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- aa) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;

- bb) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- cc) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- dd) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- ee) RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;
- ff) SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- gg) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 no território nacional);
- hh) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- ii) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- jj) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- kk) ZPE – Zona de Proteção Especial.

Para efeitos do presente documento, observaram-se as seguintes definições de conceitos:

- a) Agente de exploração – profissional qualificado para operar as instalações da rede de distribuição;
- b) Agente de mercado – entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, cogrador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogrador, estes dois últimos se adquirirem energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;
- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir -se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram -se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (vandalismo), intervenção de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;

- i) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- j) Centro de Condução (CC) – órgão de condução da RND e das RDBT encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos da rede de distribuição;
- k) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- l) Cogrador – entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março;
- m) Comercializador – entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- n) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público universal;
- o) Comparticipação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um requerente de uma ligação à rede para realização da obra necessária à ligação de instalação à rede;
- p) Consumos sazonais – consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
- q) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
- r) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
- s) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- t) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
- u) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- v) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- w) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- x) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;

- y) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;
- z) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- aa) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- bb) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- cc) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;
- dd) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- ee) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- ff) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- gg) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
- hh) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- ii) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
- jj) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
- kk) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
- ll) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
- mm) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;

- nn) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
- oo) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
- pp) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada  $U_c$ , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
- qq) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
- rr) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
- ss) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;
- tt) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;
- uu) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
- vv) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- ww) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- xx) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- yy) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- zz) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- aaa) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- bbb) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1);
- ccc) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente);
- ddd) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;

- eee) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;
- fff) Produção em regime especial – a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;
- ggg) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- hhh) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;
- iii) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- jii) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;
- kkk) Segurança “N-1” – critério de segurança que permite garantir que um sistema elétrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;
- lll) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- mmm) Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- nnn) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- ooo) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- ppp) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- qqq) Tensão de alimentação declarada ( $U_c$ ) – tensão nominal  $U_n$  entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ ;
- rrr) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- sss) Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações elétricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;



- ttt) Transporte – veiculação de energia elétrica numa rede interligada de muito alta tensão e alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- uuu) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- vvv) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
- www) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).

Página em branco

# 1 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E

---

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E). Foi também adicionado um ponto de Considerações Prévias, de forma a enquadrar as alterações efetuadas face à proposta inicial do PDIRD-E 2020, apresentada em julho de 2020.

## 1.1 CONSIDERAÇÕES PRÉVIAS

O presente documento constitui a proposta final do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição 2021-2025 (doravante designado “PDIRD-E 2020 proposta final”).

Nesta proposta final foi alterada a designação social da empresa para E-REDES – Distribuição de Eletricidade, SA, doravante designada “E-REDES”, em conformidade com a alteração ocorrida no passado dia 29 de janeiro de 2021. A referência à anterior designação “EDP Distribuição” mantém-se em todos os documentos que foram elaborados antes da alteração de designação e que continuam a fazer parte desta proposta final.

Este PDIRD-E 2020 proposta final é suportado nos seguintes documentos base que o justificam:

- Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição 2021-2025 versão de julho de 2020 (proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho));
- Pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT à proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho);
- Proposta final do PDIRD-E 2016, elaborada em 2017 e aprovada pelo Sr. Secretário de Estado da Energia (SEEn) em 27 de junho de 2018, nomeadamente os programas e projetos de investimento nela contidos, que abrangiam o horizonte de investimentos de 2017 a 2021;
- Proposta final do PDIRD-E 2018 (apresentada em julho de 2019) para o período 2019-2023.

No seguimento da consulta pública sobre a proposta de PDIRD-E 2020, apresentada em julho de 2020 pelo ORD, a ERSE emitiu o seu Parecer tendo em consideração os comentários recebidos dos participantes, incluindo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE. Neste Parecer, e no que aplicável ao volume de investimento do PDIRD-E 2020 versão de julho, refere:

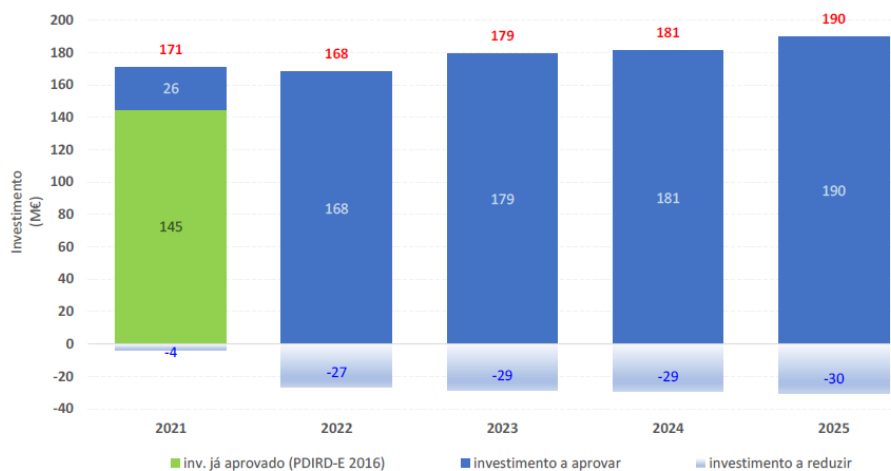
“(..) em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRD-E 2020, a ERSE considera que na atual conjuntura económica não é desejável que o investimento proposto possa conduzir a um aumento de custos para os consumidores, ou seja, que o investimento a concretizar ao longo dos 5 anos do horizonte do plano, deve ser neutro em termos de impacto tarifário.”

Para que esta condição se verifique, a ERSE considera ser necessária uma redução do montante global de investimento num total de 119 milhões de euros, a custos totais, para todo o quinquénio, relembrando que existe um montante de 145 milhões de euros de projetos aprovados a concretizar até 2021, sobre os quais não pode incidir essa redução.

Assim, a ERSE recomenda ao operador da RND que reformule a proposta de PDIRD-E 2020, de forma a que ao longo dos 5 anos, o total de transferências para exploração não exceda 889 milhões de euros, e que em cada ano não exceda os limites ilustrados na Figura 1.1.

A ERSE sublinha que cabe ao operador da RND selecionar os projetos que, apesar de necessários, podem ser adiados e recalendarizados e quais os projetos que, pela sua urgência, necessitem de ser concretizados na data apresentada na proposta inicial do PDIRD-E 2020. A ERSE admite, igualmente,

que pode ser necessário antecipar alguns projetos, nomeadamente em subprogramas de investimento agregados, recomendando ao operador da RND que, nesse caso, proceda às devidas adaptações para que o montante nesse ano não exceda o limite indicado.”



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2020

Figura 1.1: Valores máximos anuais de transferências para exploração recomendados no Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 versão de julho (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020).

Na presente proposta final do PDIRD-E 2020, que agora se apresenta para aprovação, foram efetuados os necessários ajustes aos programas e projetos de investimento, recalendarizando-os em conformidade com as recomendações apresentadas pela ERSE.

Neste sentido, após análise e tendo em consideração a prioridade de realização dos investimentos, nesta proposta final fizeram-se as seguintes alterações aos programas e projetos anteriormente propostos no PDIRD-E 2020 versão julho:

- - 13,6 M€ no Programa de Investimento Desenvolvimento de Rede, tendo-se adiado para fora do período do plano a construção de 3 novas subestações para garantia de alimentação N-1 (2 para garantia de alimentação às capitais de distrito e 1 para garantia de alimentação aos consumos em zona A do RQS). Foram também recalendarizados alguns projetos dentro do período do plano, nomeadamente adiou-se a entrada ao serviço de 4 subestações com risco de garantia de abastecimento em regime N no cenário de evolução dos consumos mais do que superior.
- - 26,0 M€ no Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, retirados da verba dos projetos não descritos individualmente.
- - 3,0 M€ no Programa de Investimento Automação e Telecomando da Rede MT, com impacto no número de pontos de telecomando a acrescentar no período do Plano.
- - 6,1 M€ no Programa de Investimento Promoção Ambiental, adiando para fora do plano a conclusão de mais dois projetos de integração paisagística AT.
- - 4,3 M€ no Programa de Investimento Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, tendo-se recalendarizado projetos e reduzido a verba disponível para novas necessidades.

- - 10,8 M€ no Programa de Investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, através da redução da verba de vários subprogramas e recalendarização de diversos projetos.
- - 62,6 M€ no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, tendo-se retirado a verba disponível para projetos de resiliência (enterramento de rede), e efetuado, também, uma redução da verba de vários subprogramas e recalendarização de alguns projetos, nomeadamente adiando para fora do período do plano a conclusão de 12 projetos.
- - 4,0 M€ no Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da RSFGC, redução estimada com base na previsível descida de preços das tarefas associadas a esta atividade.
- + 13,8 M€ no Programa de Investimento Inovador, com o objetivo de acelerar a componente de inteligência de rede com a conclusão antecipada do *roll-out* de DTC em 2024 (antecipação de dois anos) e dar resposta à necessidade de renovação destes ativos que irão atingir o fim de vida na fase final do plano.
- - 2,6 M€ no Investimento Não Específico, obtidos através da revisão do valor e recalendarização do projeto *Digital Energy Center*.

Deste modo, o PDIRD-E 2020 proposta final dá resposta à recomendação da ERSE de redução do montante global de investimento num total de 119 M€, a custos totais, para todo o quinquénio, e sem exceder em qualquer dos anos o limite indicado, conforme o seu Parecer. O presente plano apresenta, assim, um investimento total a custos totais de 889 M€.

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020 foram também atualizados os cenários de procura, para considerar os dados mais recentes de evolução do consumo e da atividade económica, seguindo assim as recomendações efetuadas pela DGEG e pela ERSE à proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho). Adicionalmente, e dando resposta à recomendação da ERSE no ser Parecer, foi atualizado o estudo desenvolvido com o INESC TEC para o vetor Qualidade de Serviço Técnica com os valores reais de 2019.

Na presente proposta final de PDIRD-E 2020 foi, também, incorporada informação adicional face ao PDIRD-E 2020 versão de julho, na sequência das recomendações recebidas a esta proposta inicial, nomeadamente:

- A redução de MAIFI MT e SAIFI MT que se prevê obter com a realização do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica (ponto 3.1.1.2.2);
- Informação mais detalhada sobre os projetos piloto que têm sido desenvolvidos, associados a investimentos em redes inteligentes, nomeadamente aos DTC (ponto 3.4.2);
- Tabelas do investimento previsto discriminado por programas de investimento para todos os Pilares, adicionadas ao capítulo 3;
- Informação adicional referente à linha MAT de interligação transfronteiriça 130 kV LINDOSO – CONCHAS acrescentada no ponto 4.1, conforme recomendação do Parecer do operador da RNT ao PDIRD-E 2020 versão de julho;
- Indicação nas fichas dos projetos do subprograma de investimento “Reposição da capacidade de receção da RND”, no Anexo C, de quais as subestações que apresentam escassez de capacidade de receção, e que justificaram o investimento proposto;

- Identificação da motivação para o reforço da capacidade de transformação em 4 subestações nas fichas respetivas no Anexo C (se a necessidade de investimento está diretamente associada à utilização da subestação e à necessidade de reforço da mesma, ou se esta se deve à condição física dos ativos que a compõem);
- Anexo F.5 com a lista dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020 alvo de processo de autorização antecipada, com a correspondente identificação do investimento a custos primários e custos totais;

Na sequência dos Pareceres recebidos à versão de julho do PDIRD-E 2020, foram também efetuadas algumas alterações à informação anteriormente apresentada, das quais se destacam:

- Corrigidas lacunas detetadas no Anexo C, nomeadamente nos custos totais apresentados e nas criticidades e fundamentações de alterações aos projetos em falta;
- Foi alterado o Anexo F.2, identificando os projetos/grupos de projetos já aprovados no PDIRD-E 2016 (último PDIRD-E aprovado). Foi também alterado o cálculo do investimento proposto para aprovação (total), tomando como base o PDIRD-E 2016, e identificado o investimento proposto para aprovação no período 2021–2025.

Deste modo, no geral, o PDIRD-E 2020 proposta final dá resposta às recomendações da ERSE, da DGEG e do operador da RNT à proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho).

## 1.2 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, e em particular no que a seguir se destaca:

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 28 de agosto, e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

Releva deste diploma o reforço das regras de planeamento das redes de distribuição em consonância com os objetivos de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, tendo também em conta os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, igualmente, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Assim, o artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever da entidade concessionária da RND assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações.

O artigo 41.º estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD), tendo por base a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados. O PDIRD deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte. O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.

Acresce ainda que, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, a aprovação do PDIRD é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após Parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as alterações operadas por Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e Declaração de Retificação n.º 36/2019, de 30 de julho, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

Refere o artigo 40.º e 40.º-A que o PDIRD é um instrumento de planeamento da RND, a elaborar nos anos pares. No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, nomeadamente, os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente, a caracterização da RND, os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares, as solicitações de reforço de capacidade de entrega às redes de Baixa Tensão (BT) e as licenças de produção atribuídas, bem como ponderar outros pedidos de ligação à rede, nomeadamente de centros eletroprodutores.

No artigo 40.º-A é definido o procedimento detalhado de elaboração do PDIRD, determinando, designadamente, que o operador da RND deve apresentar a proposta do PDIRD à DGEG e à ERSE até ao final de abril de cada ano par.

Tendo presente as circunstâncias extraordinárias que o país atravessa, desde março 2020, em virtude da pandemia COVID-19, o prazo para entrega do PDIRD-E 2020 até final de abril foi, a título excecional, suspenso e concedido novo prazo, por força da publicação de legislação extraordinária, até 3 de julho de 2020.

O anexo IV estabelece as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta Tensão e Média Tensão, referindo, na sua base XVII, que constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

- Portaria 596/2010, de 30 de junho, que aprovou, no anexo I, o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e, no anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas.

No seu capítulo 11, o RRD define os critérios de planeamento e desenvolvimento da RND, referindo que o objetivo do planeamento é o garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Estipula os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, que estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e Diretiva n.º 2003/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio.

A realização da avaliação ambiental prevista neste decreto-lei não prejudica a aplicação do regime de avaliação de impacto ambiental de projetos públicos e privados, nos termos do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de novembro, sem prejuízo do disposto no artigo 13.º, que articula este regime com o regime de avaliação de impacto ambiental de projetos

A E-REDES, devido à relevância deste tema e na sequência das conclusões da Avaliação Ambiental Estratégica efetuada ao PDIRD-E 2018, realizou uma Avaliação Ambiental Prévia (AAP) à carteira de projetos do PDIRD-E 2020, cujo relatório se anexa. No capítulo 6 são apresentados os argumentos justificativos da opção tomada e é apresentado um resumo da AAP efetuada.

Relativamente ao tema do Ambiente, de ressaltar ainda que a E-REDES tem um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) que foi aprovado pelo Lloyd's Register Quality Assurance, de acordo com as normas ISO 14001:2004 e NP EN ISO 14001:2004. Esta certificação abrange a totalidade das atividades da E-REDES.

Desta forma, a E-REDES, enquanto titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente, procedeu à elaboração da presente proposta final de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2021-2025, que contém a previsão dos principais investimentos na RND neste período.

Para elaboração desta proposta final foi tida como base a proposta inicial do PDIRD-E 2020, apresentada em julho de 2020, bem como os respetivos Pareceres recebidos da DGEG, ERSE e operador da RNT no seguimento da Consulta Pública realizada. Foram, igualmente, tidas em consideração, no que relevante e aplicável, as propostas apresentadas nas anteriores edições do PDIRD-E, nomeadamente o PDIRD-E 2016 aprovado (por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em junho de 2018) e a proposta de PDIRD-E 2018 (versão final apresentada em julho de 2019) ainda em fase de apreciação.

## **1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA**

A elaboração do Plano contempla as medidas de Política Energética emanadas, sendo esse um dos parâmetros sobre os quais incide o Parecer da DGEG.

Desta forma, a proposta final de PDIRD-E 2020 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente com horizonte 2021-2040 (RMSA-E 2020), bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais, de entre os quais de destacam:

- Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho - procede à terceira alteração do Decreto-lei n.º 39/2010, de 26 de abril) introduz alterações ao Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, sendo regulamentado por diversas Portarias que definem, entre outros aspetos, os



requisitos para atribuição de licença para o exercício da atividade, as potências mínimas e as regras de segurança a observar nas instalações;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprovou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).
- Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, e pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que transpõe a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e que por sua vez foi parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da microprodução.
- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e que por sua vez foi parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da miniprodução.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de Junho, e parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.
- Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015, de 26 de junho que, nomeadamente, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, criando obrigações para os operadores de rede de distribuição.
- Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro, e pela Lei n.º 82-D/2014, de 31 de dezembro – estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica.
- Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro – Promove uma zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, localizada ao largo do concelho da Marinha Grande. Refere, no artigo 7.º, alínea 1), que “a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW.”
- Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A.

O RMSA-E 2020 tem a data de outubro de 2020, tendo sido aprovado por despacho do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 30 de dezembro de 2020. Neste documento, a data de projeção para o consumo do ano 2020 é anterior à das estimativas da E-REDES. Assim, para este PDIRD-E ajustaram-se as necessidades tendo em consideração o estudo elaborado pela E-REDES, conforme detalhado no capítulo 5 e no Anexo A.

Adicionalmente, o presente Plano 2021-2025 tem como foco o alinhamento estratégico com os objetivos da transição energética e metas do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC), para o horizonte 2030, nomeadamente no que se refere à contribuição para a redução dos GEE, o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética.

Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, pois haverá que ter em conta a contribuição dos restantes agentes económicos, mas dentro de sistemas crescentemente complexos assume-se como um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional e naquele período.

No capítulo 3 e nos pontos seguintes deste capítulo (1.4 e 1.5) fundamentam-se as opções estratégicas e os racionais de investimento adotados para este Plano.

Deste modo, a execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e de acordo com o desenvolvimento dessas medidas. O Plano para 2021-2025 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado e revisto de 2 em 2 anos, conforme previsto.

A eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a medidas relacionadas com a política energética – e designadamente com a realização de infraestruturas para interligar produção renovável – poderá conduzir a reajustes futuros na composição e programação dos projetos agora previstos para este período.

## 1.4 **BENCHMARKING** SOBRE RACIONAIS E NÍVEIS DE INVESTIMENTO

No âmbito dos estudos de preparação para elaboração do PDIRD-E 2020, a E-REDES solicitou a colaboração de uma instituição científica, o ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, para realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países.

Os resultados deste estudo, atualizado para os valores de investimento desta proposta final, são apresentados no Sumário Executivo constante do Anexo H.1, destacando-se a seguir as principais conclusões.

### **Sobre a necessidade de investimentos nas redes**

As motivações apresentadas por parte das principais agências e operadores internacionais para o investimento nas redes de distribuição de energias são convergentes:

- a) Em primeiro lugar, face à natural obsolescência e deterioração de equipamentos e componentes da rede, a resiliência da mesma e a manutenção da qualidade e níveis de serviço, exige investimentos de substituição dos referidos elementos. Esses investimentos apresentam alguma variabilidade ao longo do tempo, em função do ciclo de vida dos diferentes equipamentos, mas tendem a ter picos cíclicos associados ao fim de vida útil

- dos principais componentes das redes cuja não substituição põe em causa a resiliência da rede.
- b) Em segundo lugar, não obstante os progressos em termos de eficiência energética, todas as previsões apontam no sentido do aumento considerável do consumo nos próximos anos justificado pela crescente eletrificação dos transportes e aquecimento. Assim, a preservação dos ganhos em termos dos níveis de serviço e a garantia de uma rede fiável e segura, exige investimentos relevantes. Adicionalmente, um quadro de crescente participação de fontes de energia renováveis descentralizadas no *mix* energético, exigem investimentos adicionais para garantir a flexibilidade e novos paradigmas de gestão das redes que acomodem a maior complexidade dos fluxos de energia.
  - c) Por último, as redes vão ter que responder ao desafio da descarbonização. As adaptações passarão por áreas tão distintas, como as exigências de interoperabilidade e de *standards* abertos, para permitir a coexistência e interação entre recursos centralizados e descentralizados e diferentes tecnologias, a capacidade de monitorização em tempo real do desempenho da rede e das várias fontes, a gestão em tempo real da oferta, equilibrando as várias fontes e garantindo a otimização da produção e a minimização de custos. No entanto, vão impor também profundas alterações no envolvimento dos consumidores, que terão uma participação mais ativa em todo o sistema, com mais possibilidades de efetuarem as suas escolhas e, com isso, influenciarem o mercado.

A resposta a estas exigências obriga a uma profunda adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição.

De um quadro em que a sua ação passa por manter uma rede fiável e segura, por assegurar aos consumidores as possibilidades de transição energética a um custo comportável e por identificar as soluções mais eficientes em termos de custo para os consumidores, os Operadores terão que crescentemente desenvolver e operar um sistema de distribuição complexo, com exigências acrescidas de coordenação com o Operador de Transporte e em que os investimentos devem assegurar níveis de flexibilidade para acomodar diversas tecnologias.

Simultaneamente terão um papel determinante na configuração de mercados que permitirão facilitar a disponibilização, a cada consumidor, das soluções que melhor se adaptam às suas necessidades, ao mesmo tempo que congregam os vários atores sem pôr em causa a resiliência da rede e a segurança de abastecimento.

### **Os investimentos nas redes**

A adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição exige níveis significativos de investimento.

Normalmente são consideradas 3 fases de investimento.

- 1) Numa primeira fase, os investimentos visam tornar a rede robusta, resiliente e inteligente o suficiente para acomodar o aumento do peso de produtores descentralizados, a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, o aumento de *data centers* e a crescente procura de eletricidade para aquecimento, ao mesmo tempo que garante a capacidade de resposta do sistema aos picos de procura e às flutuações da produção com origem renovável.
- 2) Numa segunda fase, serão necessários investimentos em soluções digitais e em tecnologia, como a ampla implantação de sensores para automatizar e controlar a rede, e novas estruturas de mercado para serviços auxiliares que incentivam a participação de produtores individuais e agregadores de produtores em regime descentralizado.
- 3) Por último, numa terceira fase, os investimentos visarão a otimização de sistemas e das redes para permitir a transição energética, incorporando recursos ativos de gestão de rede para garantir a sua estabilidade, a implantação de sistemas avançados de inteligência e controle de

rede distribuída e a criação de plataformas para estratégias de comércio de energia e serviços de micro-rede.

Estas dimensões são visíveis, em diferentes graus, na generalidade dos planos de investimento dos Operadores de Sistema de Distribuição nos diversos países, que referem a segurança do abastecimento, a qualidade do serviço, a necessidade de garantir as condições para promover a descarbonização, a eletrificação, a digitalização e o empoderamento dos consumidores e o teste de novas soluções como os *drivers* dos investimentos.

### **Os *drivers* de investimento dos diversos operadores**

Não obstante algumas dificuldades de harmonização da informação, verifica-se que os desafios da distribuição identificados anteriormente estão bem presentes nos planos de investimento de diversos operadores, em que as áreas referidas anteriormente surgem, com maior ou menor peso, bem expressas.

Em primeiro lugar, a manutenção da operabilidade da rede, com investimentos de reposição e de reforço da qualidade de serviço, este *driver* representa sempre mais de metade dos volumes de investimento, o que sinaliza bem a relevância que o assegurar a resiliência da rede, mantendo a sua operabilidade com a reposição dos equipamentos obsoletos e que chegam ao fim da vida útil, assume na atividade dos diversos operadores.

Em segundo lugar, a resposta a transição energética e novos sistemas de gestão da rede, constitui outra dimensão bem presente nos planos de investimento. Áreas como a digitalização, os contadores inteligentes e a qualidade representam volumes de investimento que chegam a 25% do total de investimentos.

Por fim, a resposta à expansão da procura é outro *driver* de investimento recorrente, representando nalguns casos também cerca de 25% do total de investimento.

### **Níveis de investimento em diversos Operadores de Sistema de Distribuição**

Apesar da comparabilidade dos dados ser dificultada por realidades distintas, seja quanto à natureza e antiguidade das redes, seja quanto à própria organização do setor nos diversos países, nomeadamente os diversos graus de integração vertical e horizontal, foi recolhida informação sobre os níveis de despesa de capital e de investimento em diversas empresas europeias.

Foram considerados só os investimentos na rede de distribuição e, para efeitos de normalização, foi considerado o nível de investimento por consumidor. Os dados revelam alguma variabilidade, registando-se os volumes de investimento mais baixos em Espanha, Itália e Portugal.

Esta observação sinaliza a necessidade de avaliar os riscos de envelhecimento e desatualização da rede em Portugal que podem ter implicações sobre o potencial de transição energética.

### **O racional dos investimentos do PDIRD-E 2020**

O PDIRD-E 2020 não pode deixar de refletir as dinâmicas de evolução da rede e de todas as exigências que sobre ela impendem, para assegurar a preservação dos ganhos de qualidade de serviço obtidos ao longo dos últimos ciclos de investimento e a resposta às novas exigências que sobre ela recaem, assegurando que a rede de distribuição não constitui um bloqueio ao desenvolvimento de serviços energéticos modernos e sustentáveis.

Nesse sentido, os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave fundamentais:

- resiliência, qualidade de serviço e renovação de ativos;
- transição energética e expansão da rede;
- controlo da rede e novos serviços.

Em termos de magnitude, o primeiro fator-chave representa cerca de 50% do investimento previsto. O peso deste fator chave está em linha com o verificado em diversos operadores.

Os últimos ciclos de investimento em Portugal foram muito marcados por dinâmicas de aumento de qualidade de serviço. No novo ciclo importa preservar todos os ganhos obtidos, assegurando a substituição dos equipamentos críticos obsoletos ou que atingem o fim da sua vida útil. A caracterização técnica da rede revela que, face à sua idade, há um conjunto significativo de equipamentos que está a atingir o final da sua vida útil, o que torna necessária a sua substituição. O adiamento dessa substituição, para além de aumentar o potencial de falhas, reduzindo os níveis de serviço, terá como único efeito, gerar uma maior concentração de investimentos nos anos seguintes. Os dados já analisados mostram que se têm registado em Portugal níveis de investimento por consumidor inferiores aos registados noutros países, o que sinaliza o potencial de envelhecimento da rede e a necessidade de reforço de investimento de reposição.

Adicionalmente, ainda neste quadro, importa reforçar a resiliência da rede face à maior incidência de fenómenos extremos, de que os incêndios florestais ou as tempestades que atingiram Portugal nos últimos anos são bons exemplos.

Numa segunda linha, este PDIRD-E contempla um conjunto de investimentos que preparam a rede para responder ao desafio da transição energética. Os investimentos associados a este fator-chave representam cerca de 27% do total de investimento previsto.

Portugal, à semelhança de outros países, assumiu no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) metas ambiciosas de redução dos GEE e de aumento da quota de energia renovável. A concretização desta ambição exigirá a adaptação da rede de distribuição para responder às necessidades dos novos sistemas e novos serviços energéticos e é nesse quadro que o PDIRD-E 2020 inclui um conjunto de investimentos alinhados com esta preocupação.

A magnitude dos investimentos previstos no quadro deste fator-chave está, em termos relativos, também alinhada com a que é a prática observada na generalidade dos operadores.

Por último, Portugal é dos países em que as energias renováveis assumem um maior peso no *mix* energético. Como referido, pesos crescentes destas fontes, como os previstos no quadro do PNEC, justificam novos mecanismos de controlo da rede e disponibilização de novos serviços, para os quais são necessários investimentos.

O total de investimentos associados a este fator-chave representa cerca de 23% do total de investimento previsto no PDIRD-E 2020, o que está igualmente em linha com o que é a prática observada nos diversos operadores.

## 1.5 IMPACTO NA ECONOMIA E NO EMPREGO

A E-REDES em colaboração com o ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, realizou um estudo da avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 (2021-2025) na economia portuguesa, entretanto atualizado para os valores de investimento desta proposta final, podendo ser consultado com maior detalhe no Anexo H.1, já referido, também, no capítulo anterior.

Especificamente, a análise envolveu:

- Determinar o valor económico criado nos setores de atividade em Portugal
- Apurar o impacto no Valor Acrescentado Bruto (VAB) na economia portuguesa e acréscimo do PIB
- Calcular o impacto no emprego em Portugal
- Apresentar outros benefícios socioeconómicos

### Os impactos económicos

Pretendeu-se obter uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, incidindo sobre a avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos.

Foi utilizada a metodologia *input-output*, medindo os efeitos mais simples (diretos e indiretos), mas também os efeitos mais complexos (induzidos).

Os efeitos diretos respeitam aos efeitos de atividade (valor acrescentado, emprego, rendimento, impostos) associados diretamente ao valor da produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos.

Os efeitos indiretos respeitam aos efeitos de arrastamento a montante, traduzidos na ativação das múltiplas e sucessivas ofertas “exteriores” pelas procuras originadas pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos. Trata-se da cadeia de fornecimentos que passam a ser efetuados face a essa nova produção.

Os efeitos induzidos, por último, respeitam aos efeitos gerais de expansão da atividade económica, provocados pelo aumento da despesa final ancorados na utilização dos rendimentos gerados pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos (avaliados pelo “multiplicador keynesiano”). Estes efeitos, de acordo com a maior ou menor capacidade redistributiva em ação, terão maior ou menor impacto no bem-estar social.

Assim, a partir das despesas consideradas no PDIRD-E 2020 é possível estimar os impactos associados às mesmas, que permite estimar a produção adicional necessária para satisfazer a procura associada e, a partir dessa produção, estimar os conteúdos de VAB, emprego e impostos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar acréscimos globais de VAB na ordem dos 723 milhões de euros. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%.

As mesmas despesas permitem gerar acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 176 milhões de euros.

Por fim, a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar, em média, 4 mil postos de trabalho por ano ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,08%. Desses empregos, cerca de 34% são empregos diretos, 20% são empregos indiretos e 46% são induzidos.

Em termos setoriais, os maiores impactos (maiores incrementos de VAB) associados às despesas do PDIRD-E 2020 fazem-se sentir nos ramos Reparação, manutenção e instalação de máquinas e equipamentos, Fabricação de equipamento elétrico e Reparação de computadores e de bens de uso pessoal e doméstico, que registam acréscimos de VAB anual médio de, respetivamente, 3,7%, 1,1% e 0,3%.

## Outros impactos

Os impactos estritamente económicos analisados anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica.

De facto, a implementação do PDIRD-E 2020 poderá constituir um contributo significativo para a recuperação da atividade económica dos setores fornecedores. Será um fator de dinamização do investimento e de criação de emprego, com impactos sociais relevantes.

Para além dos efeitos referidos, a implementação do PDIRD-E 2020 tem um conjunto de outros efeitos potenciais, que é importante relevar.

Em primeiro lugar, reforçar a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas.

Em segundo lugar, reforçar o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis no *mix* energético e para responder ao previsível aumento do consumo de energia elétrica associado à crescente eletrificação da mobilidade e do aquecimento, o que se traduz em efeitos benéficos em várias dimensões.

Por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC, sendo que a descarbonização da economia é determinante no combate às alterações climáticas.

Por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional tem também um efeito económico importante, que permite reduzir a dependência externa e contribui para reforçar o equilíbrio das contas externas, ao reduzir as necessidades de importação energéticas, que representam uma parcela muito significativa das importações nacionais. No quadro das intervenções do PNEC é assumido o objetivo de reduzir a dependência energética.

Neste contexto, o PDIRD-E é um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

## 1.6 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2020 proposta final, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 define os princípios e os critérios de planeamento que serviram de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na rede nacional de distribuição.

O capítulo 3 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os Vetores de Investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico, incluindo também a descrição dos programas de investimento. São igualmente apresentados os 3 Pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020: renovação de ativos, resiliência da rede e rede inteligente. Finalmente, refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período deste PDIRD-E.

O capítulo 4 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do Plano e indica as infraestruturas que o operador da rede de distribuição estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND. Refere ainda as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

O capítulo 5 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2021-2025 considerada na elaboração do presente Plano.

No capítulo 6 é abordado o tema da avaliação ambiental estratégica da atividade nas suas 2 componentes (estratégica e operacional), fundamentando-se os motivos pelos quais se mantém válida a AAE elaborada para o anterior PDIRD-E 2018 e apresentando a avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento do PDIRD-E 2020.

O capítulo 7 apresenta uma análise ao risco de não se cumprirem os objetivos globais do Plano, bem como ao risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos Vetores de Investimento definidos.

No capítulo 8 é feita a caracterização da rede, apresentando-se os elementos constituintes da rede e suas características. São também apresentados os investimentos a realizar na rede. Por fim, é caracterizada a rede, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2020 e 2025, ou seja, antes e após a conclusão do período de vigência deste Plano. Evidencia ainda a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

O capítulo 9 apresenta o plano de investimento para o período 2021-2025, descrevendo a divisão entre investimento específico e não específico. Para o investimento específico são indicadas as verbas atribuídas por natureza de obra, por nível de tensão e por programa de investimento, e para o investimento não específico são apresentadas as diferentes rubricas que o constituem. Por fim, é apresentada a avaliação do impacto do Plano na tarifa.

Os valores de investimento, apresentados neste Plano, são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 9.3, são incorporados os valores relativos aos encargos diretos, transversais e financeiros e apresentados os custos totais resultantes. As fichas de caracterização dos principais investimentos, constantes do Anexo C, são apresentadas a custos totais<sup>1</sup>, sendo também referido o respetivo valor previsto a custos primários.

---

<sup>1</sup> Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.



## 2 PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

---

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2020 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2021-2025). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

### 2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

Os princípios básicos de planeamento adotados neste Plano assentam em quatro vertentes, especificamente:

#### 2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme descrito no capítulo 11 do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas;
- Igualmente, o Planeamento das redes de distribuição BT deve ser coordenado com o planeamento da RND.

Devem, ainda, ser observados os padrões de segurança para planeamento, descritos em 2.1.2.

#### 2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Neste âmbito, consideram-se as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição.

##### **Padrões de segurança**

Os padrões de segurança para planeamento considerados neste Plano são os seguintes:

- **Capacidade dos equipamentos**

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto,

exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

- **Ligação de clientes**

É garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

- **Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pelas restantes alimentações AT ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede MT alimentada por subestações adjacentes (ou seja, recorrendo à reserva de rede MT existente).

A alimentação da totalidade dos consumos é igualmente assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bialimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal (as linhas MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes).

- **Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso à instalação de uma subestação móvel de reserva.

Adicionalmente, e em caso de falha de um circuito (reserva N-1), para os blocos de carga superiores a 70 MW é assegurada a reposição imediata da carga do bloco, menos 20 MW, cuja alimentação será restabelecida no tempo máximo de 3 horas. Para blocos de carga superiores a 100 MW é assegurada, em 3 horas, a alimentação de, pelo menos, a carga que excede 100 MW, ou de um terço da carga do bloco, no caso de falha de um segundo circuito (reserva N-2).<sup>2</sup>

- **Limites de sobrecarga admissível em regime N-1**

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1

	Inverno	Verão
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

(valores dos transformadores em relação à potência nominal e valores das linhas e cabos de acordo com as características dos materiais e tipo de instalação)

Condições: Inverno – temp. ar 20°C, vento 0,6 m/s, temp. solo 10°C

Verão – temp. ar 35°C, vento 1,0 m/s temp. solo 20°C

<sup>2</sup> Independentemente da zona de qualidade de serviço, a carga de algumas redes atinge dimensão significativa, cuja interrupção, ainda que momentânea, causa grande perturbação na operação do SEN. Para obviar este constrangimento, o ORD passou a incluir critérios adicionais de reserva N-1 instantânea e reserva N-2 para blocos de carga de dimensão superior a 70 MW, à semelhança de critérios em uso noutros países (por exemplo, Reino Unido) e acompanhando os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT em situações especiais de cargas monoalimentadas (alínea b do ponto 9.6.1 do capítulo 9 do RRT).

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)

Rede AT – 30 minutos

Rede MT – 30 minutos

Salienta-se que, nos transformadores a aplicação de uma carga superior à nominal ou de uma temperatura ambiente mais elevada do que a considerada na sua conceção, implica um certo grau de risco de envelhecimento acelerado. Os valores adotados em planeamento no caso de socorro em contingência N-1, indicados no quadro anterior, foram convenientemente escolhidos por forma a não ultrapassar os limites entendidos como adequados e considerando uma margem de segurança em termos de operação da rede.

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

É garantido que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

Nos estudos de desenvolvimento da rede de distribuição a incluir neste Plano foram analisadas as solicitações futuras previstas para o período considerado em termos de evolução da produção e dos consumos e, tendo em conta os objetivos de qualidade de serviço, foram definidos os investimentos necessários para a estruturação e o dimensionamento da rede, de modo a assegurar o seu funcionamento dentro dos limites estabelecidos nos padrões de segurança para planeamento atrás descritos.

## 2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

### 2.1.3.1 Introdução

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida no âmbito da atividade da empresa. No caso do Operador da Rede de Distribuição (ORD) a remuneração do seu investimento é definida por ação regulatória. Neste contexto, são avaliados os benefícios dos projetos de investimento para o SEN e para a sociedade.

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactes ambientais e sociais. Estes estudos respondem a problemas identificados na rede, sendo analisadas alternativas de investimento diferentes cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite ao operador da rede de distribuição a seleção da alternativa mais adequada.

Os estudos técnicos de planeamento baseiam-se na simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas. Na E-REDES é utilizado como meio de cálculo o *DPlan – Distribution Planning*.

No passado, a rede de distribuição desempenhava a função de levar energia aos pontos de consumo. Estes pontos de consumo eram caracterizados por diagramas de carga, genericamente caracterizados por pontas (valor de carga máxima) e fatores de carga. Com recurso a fatores de simultaneidade, procurava-se simular o funcionamento da rede num regime de cargas máximas, frequentemente assíncronas. O objetivo era então avaliar a condição da rede em garantir o abastecimento dos consumos de acordo com os critérios de segurança de planeamento acima referidos.

Face à crescente penetração da produção distribuída na RND, o ORD passou a simular vários regimes extremos e intermédios de carga, baseados nos diagramas reais de produção e de consumo. Procurou-

se assim avaliar o cumprimento dos critérios de segurança de planeamento nos diversos regimes a que as redes de distribuição pudessem, teoricamente, estar sujeitas. O desempenho da rede de distribuição passou a ser avaliado em resultado da combinação de diversos regimes de produção e consumo.

Para lidar com a incerteza nos regimes de produção e consumo, a E-REDES, em conjunto com a comunidade científica nacional, desenvolveu metodologias de planeamento probabilístico, por forma a aumentar nível de confiança das suas previsões e melhor adequação dos investimentos às necessidades de desenvolvimento da RND. Estes métodos foram incorporados na ferramenta de cálculo *DPlan – Distribution Planning*.

Baseada nos seus diagramas reais de consumos/produção e utilizando ferramentas de data analytics, tais como clustering baseado na densidade (DBSCAN) e *clustering* hierárquico, foi segmentado o universo de instalações da rede de distribuição por diagramas diários tipificados por dia da semana (dia útil, sábado e domingo) e por estação do ano (inverno, primavera, verão e outono). A partir dos diagramas tipo que resultam da segmentação efetuada e no histórico das medidas dos diagramas de consumo/produção, foram caracterizadas as dinâmicas intra-diárias das cargas/geração de cada tipo de instalação, através da parametrização das matrizes de probabilidades de transição entre estados (Cadeias de Markov). Esta metodologia foi aplicada ao universo das instalações da rede de distribuição (subestações, postos de transformação, produtores e pontos de entrega AT, MT e BT). Para simulação são gerados diagramas diários de carga aleatórios, de acordo com as probabilidades de transição, para cada um dos dias tipificados. A avaliação do mérito económico das alternativas estudadas é efetuada com recurso à aplicação INVESTE – Programa de Análise Económica de Investimentos. Considera preços constantes e uma taxa de atualização definida. Os indicadores económicos são calculados considerando-se os custos com materiais e mão-de-obra acrescentados de encargos diretos, transversais e financeiros. Isto é, os indicadores económicos dos projetos de investimento são calculados a custos totais.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação económica dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

As avaliações económicas dos projetos de investimento incluem uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Essa avaliação é realizada para três cenários de evolução da procura (Inferior, Central e Superior), sendo determinado o momento mais adequado de realização dos investimentos em cada um dos cenários. Este é função dos indicadores económicos associados a cada cenário, bem como da utilização da ponta para esses mesmos cenários.

A análise de sensibilidade permite avaliar a robustez da solução em presença de diversos cenários de evolução da procura, aumentando a garantia de cumprimento dos padrões de segurança e do resultado económico esperado dos projetos.

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

Um conjunto de projetos destinados ao cumprimento de determinados objetivos, como sejam a reposição das condições regulamentares de projeto, a melhoria de qualidade de serviço e redução de

assimetrias, ou o aumento da disponibilidade da rede para novas ligações de produção ou de consumo, podem ser avaliados através da contabilização de outros benefícios específicos, descritos mais à frente, nos pontos 2.1.3.4 e seguinte.

Os projetos de investimento motivados pelo cumprimento das obrigações regulatórias e regulamentares do ORD são selecionados, de um conjunto de soluções alternativas analisadas, pelo menor custo, considerando ainda os benefícios complementares que estas soluções possam eventualmente aportar ao sistema.

### **2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas**

As perdas nos elementos de uma rede podem ser essencialmente constantes, dependendo apenas do facto de o equipamento estar ou não ligado (caso das perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores), ou variar com o quadrado da corrente que percorre o equipamento (caso das perdas por efeito de Joule nos enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas).

O cálculo da energia de perdas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (*DPlan – Distribution Planning*). Tradicionalmente, considera-se a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas.

No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação estabelecida por F.H. Buller e C.A. Woodrow<sup>3</sup> que é uma equação simples binomial que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas. Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula.

Com a utilização da metodologia probabilística, as perdas são calculadas para todos os regimes probabilísticos de cargas acumuladas anualmente. O valor das perdas assim calculado considera diversos regimes de consumo e de produção resultantes dos diagramas diários de carga aleatórios construídos de acordo com as probabilidades de transição, conforme anteriormente descrito.

A valia unitária de perdas, isto é, o preço a atribuir a cada kWh perdido, é estabelecido para cada um dos níveis de tensão AT, MT e BT, com base no preço médio de venda da tarifa transitória no nível de tensão imediatamente superior, procurando assim refletir o acréscimo de utilização das infraestruturas da rede.

### **2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)**

A Energia Não Distribuída (END) associada à falha de um determinado elemento da rede é devida, por um lado, aos incidentes aleatórios que o poderão afetar (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) e, por outro, pelas interrupções necessárias a trabalhos programados (trabalhos de manutenção, trabalhos de ligação de novas instalações, etc).

Na análise de uma determinada rede no sistema *DPlan – Distribution Planning*, a END é calculada simulando defeitos sobre todos os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada em cada momento do diagrama de cargas gerado e acumulada no período de um ano. No cálculo é considerado

---

<sup>3</sup> Engenheiros da *General Electric Company* que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo  $\beta = X.\alpha + (1-X).\alpha^2$ , no artigo intitulado "*Load Factor-Equivalent Hour Values Compared*", publicado na edição de *Electrical World* de Nova Iorque em 14 de julho de 1928.

uma taxa média de incidentes por km e uma duração média das interrupções (valores baseados no tratamento de dados reais).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Através de religações automáticas, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. O cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

Para efeito de cálculo da END, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) são consideradas como interrupções equivalentes com a duração de 8 minutos.

Na valia unitária da END é utilizado o valor que consta no incentivo e penalização da qualidade de serviço estabelecido pela Entidade Reguladora.

#### **2.1.3.4 Cálculo dos Indicadores de Continuidade de Serviço (SAIDI, SAIFI, MAIFI)**

Investimentos específicos na área da melhoria da qualidade de serviço técnica (QST) são maioritariamente avaliados através da estimativa do impacto de cada projeto na redução dos indicadores de continuidade de serviço. Resultado do modelo de impacto dos investimentos na qualidade de serviço técnica são estimados os volumes de investimento necessários para atingir os objetivos de QST no PDIRD-E.

Para cada projeto de investimento é calculado o seu impacto na evolução dos indicadores de continuidade de serviço, tendo como base o valor médio dos indicadores observados na rede que é afetada por esse projeto, nos três últimos anos conhecidos. Desta forma, procura-se reduzir a influência da aleatoriedade das interrupções. Não é considerado um período maior de observação, por forma a não atenuar o efeito de eventuais outros investimentos realizados, entretanto, nessa rede. A E-REDES, em conjunto com a comunidade científica nacional, desenvolveu metodologias de cálculo probabilístico dos indicadores de continuidade de serviço, com níveis de confiança definidos e procura agora desenvolver os sistemas de cálculo por forma a aplicar essas metodologias.

O parâmetro de avaliação dos projetos incluídos nesta categoria é o valor do custo do investimento por unidade de redução do indicador escolhido para objetivo, maioritariamente o SAIDI MT, que compara com um valor de referência para cada região, obtido a partir do modelo de impacto do investimento na continuidade de serviço e que tem em consideração as zonas de qualidade de serviço, assegurando a racionalidade económica do projeto. Os projetos assim avaliados e concorrentes na mesma região são selecionados para integrar os planos de melhoria de qualidade de serviço técnica por ordem decrescente do valor de custo de investimento por unidade de redução do indicador de continuidade de serviço.

#### **2.1.3.5 Cálculo de outros parâmetros de avaliação de projetos de investimento**

Certos projetos de investimento que integram planos de investimento criados com objetivos específicos, tais como, o aumento da capacidade de entrega, ou de receção, de energia, ou a integração paisagística das linhas aéreas, são avaliados pelo custo do investimento por unidade que quantifica o objetivo pretendido.

No caso de projetos para aumento da capacidade de ligação à rede de distribuição de novas instalações de consumo/ produção, também designada por capacidade de hospedagem, o parâmetro de avaliação é o custo do investimento no projeto, por unidade de potência de entrega/ receção adicionada à rede.

Em particular, no caso dos projetos para aumento da capacidade de receção de geração distribuída, a partir de fontes renováveis, este valor de custo por unidade de potência adicionada é comparado com um valor de referência, composto pelas participações de redes devidas no ato da ligação e pelos benefícios aportados ao SEN pela atividade de produção <sup>4</sup>. Desta forma é avaliada a racionalidade económica do projeto.

Para os projetos de integração paisagística de linha aéreas é considerado o impacto na população residente na proximidade das linhas. Os parâmetros quantitativos de avaliação baseiam-se na densidade populacional da área abrangida e numa estimativa do número de habitantes localizados na faixa envolvente da linha aérea. Nessa estimativa é utilizada a georreferenciação dos códigos dos pontos de entrega, CPE, conhecida pelo ORD. As zonas prioritárias de intervenção são definidas pela razão da densidade de rede aérea pela densidade populacional da área abrangida e os projetos de investimento são selecionados pelo custo do investimento por unidade de CPE localizado na faixa envolvente da linha aérea.

## **2.1.4 AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E RISCO**

### **2.1.4.1 Introdução**

Os ativos da RND, apesar das constantes e programadas ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição alterada com a passagem do tempo, pelos fatores internos e pela sua utilização, mas sobretudo devido aos fatores externos influenciadores da sua condição, que não podem ser evitados ou antecipados. Como resultado da alteração da condição dos ativos, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar, resultando numa alteração do risco de falha do ativo. Após avaliação, caso o risco de falha do ativo seja considerado inaceitável, é determinada uma ação de reabilitação ou de renovação do mesmo.

Uma vez que os recursos não são ilimitados, a atuação do operador de redes deve pautar-se, nos termos das bases do setor elétrico, pela manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, gerindo de forma eficiente as instalações. Nessa medida, uma das metodologias atualmente utilizadas pela E-REDES para garantir a eficiência no contexto da monitorização regular dos ativos da RND, passa por priorizar as necessidades de renovação e reabilitação de ativos, sendo efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da RND e na utilização de uma Matriz de Risco.

Uma vez identificados os ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade), são estudadas alternativas que permitam mitigar o risco de forma a trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Os ativos em que esta mitigação possa ser conseguida através da atuação na condição são objeto de estudo, para identificação de propostas a integrar o programa de investimento Reabilitação ou Renovação de Ativos.

Por outro lado, são priorizadas para efeitos de intervenção as situações em que se identifique que os ativos apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares. Pode estar em causa, numa primeira fase, uma intervenção de âmbito mais limitado, realizada com a urgência adequada, e podendo ser necessário acrescentar uma intervenção mais profunda, de forma programada, a curto/médio prazo. Esta metodologia permite efetuar uma melhor alocação dos recursos, renovando os ativos ou prolongando a sua vida, assegurando o bom desempenho da RND com custos justificados e risco controlado.

---

<sup>4</sup> Documento de enquadramento à 72.ª Consulta Pública sobre Parâmetros Relativos às Condições Comerciais de Ligação à Rede Eléctrica Aplicáveis às Instalações de Produção e às Instalações de Consumo em MAT, AT e MT com Potência Requirida Igual ou Superior a 2 MVA, promovida pela ERSE, janeiro de 2019.

### 2.1.4.2 Determinação da Condição

Numa primeira fase de aplicação desta metodologia são identificados, com base nos históricos de falhas e na informação relativa à condição dos ativos recolhida pelas áreas operacionais, os ativos técnicos que apresentam uma condição técnica menos satisfatória e/ou com piores performances ao nível do seu desempenho.

Realizada a seleção de ativos descrita, procede-se então à determinação dos respetivos indicadores de condição - Índice de Saúde (IS) e Índice de Falha (IF), por forma a caracterizar e hierarquizar, segundo um método quantitativo e uniforme, a condição dos ativos.

O Índice de Saúde caracteriza a condição técnica de um dado ativo num determinado momento, no que se refere à avaliação da sua capacidade para cumprir as funções para o qual foi concebido, e do grau de robustez dos seus componentes.

Para o seu cálculo e para cada tipo de ativo foram identificados os parâmetros intrínsecos ao ativo que traduzem, de forma direta ou indireta, a sua condição: idade, tecnologia, resultados de inspeções, ensaios e sensorização, taxas de utilização e alarmes, entre outros.

A falha de um ativo não depende apenas da sua condição, sendo também influenciada pela envolvente em que o ativo está inserido, ou seja, por fatores externos (vegetação, poluição, avifauna, temperatura, entre outros).

O Índice de Falha resulta de uma ponderação do Índice de Saúde com os fatores externos representando o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha.

A E-REDES, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos, tem vindo a desenvolver modelos e ferramentas de análise da condição e probabilidade de falha com instituições académicas e consultores externos, com o objetivo de aperfeiçoar as existentes e aplicar de forma sistemática a todos os ativos de uma determinada classe. Foi desenvolvido um modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida útil restante de TP AT/MT, cujos resultados foram considerados na elaboração deste PDIRD-E 2020. Os modelos de avaliação da condição de redes AT e MT, transformadores de distribuição (MT/BT) e de órgãos de corte, foram recentemente concluídos, e prevê-se a sua utilização no próximo PDIRD-E 2022.

### 2.1.4.3 Determinação da Consequência da Falha

Os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado são então selecionados para avaliação da consequência da falha, nos valores de negócio da Empresa: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade, Qualidade de Serviço, Económicos.

A avaliação da consequência da falha dos ativos em cada valor de negócio é efetuada através de indicadores quantitativos, garantindo-se a uniformidade de critérios.

A consequência final da falha do ativo corresponde à maior consequência de cada um dos valores de negócio.

### 2.1.4.4 Determinação do Risco

A combinação do Índice de Falha e da consequência da falha é classificada numa matriz de risco de dimensão 5x5 (25 quadrantes), correspondendo cada uma a um dado nível de risco (qualitativo), agrupados em três tipos: inaceitável, moderado ou aceitável.



Adicionalmente, determina-se o Índice de Criticidade que corresponde à quantificação do nível de risco associado à falha de um determinado ativo, permitindo ordenar de forma inequívoca um determinado conjunto de ativos, por criticidade decrescente.

De forma a garantir a melhoria contínua do método de quantificação do risco e crescente automatização e agilidade do seu cálculo a E-REDES está a desenvolver um módulo específico para o efeito no sistema *DPlan – Distribution Planning*.

A metodologia de avaliação de risco encontra-se em fase de revisão, garantindo-se o seu alinhamento com as melhores práticas (designadamente a metodologia *DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM* – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (Ofgem).

## 2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi estimado a partir de um modelo de previsão desenvolvido com o INESC TEC e apresentado em PDIRD-E anteriores, tendo sido adaptado para este PDIRD-E 2020 integrando-se os efeitos previstos pela entrada em vigor da Diretiva n.º 10/2019, que aprovou os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, e pelo aumento esperado da ligação de produção distribuída na rede, para incorporação de energias renováveis e cumprimento das metas de descarbonização, em linha com o PNEC 2030.

O presente Plano inclui, assim, as verbas necessárias à realização deste investimento. A sua realização acompanhará os compromissos estabelecidos com os requisitantes e promotores.

Por sua parte, o designado Investimento de Iniciativa da Empresa foi definido tendo em consideração as exigências de qualidade de serviço técnica impostas pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como os incentivos à sua melhoria e à redução da energia de perdas expressos no Regulamento Tarifário e, ainda, os objetivos inerentes à manutenção e melhoria das condições de alimentação de clientes pré-existentes e preocupações ambientais.

O Investimento de Iniciativa da Empresa incluído no presente Plano reúne as verbas a despender na persecução destes objetivos, encontrando-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos seguintes 5 Vetores: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores descritos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Adicionalmente, foram definidos 3 Pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020 - Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente, encontrando-se os investimentos que para eles contribuem incluídos nos diversos programas de investimento do Plano.

Dentro do investimento específico de iniciativa da empresa, os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos de investimento a incluir no PDIRD-E 2020 foram os seguintes:

- obrigações legais e regulamentares;
- projetos em curso no início do período de abrangência do Plano;

- compromissos assumidos com outras entidades;
- satisfação dos padrões de segurança;
- adequação da condição e desempenho dos ativos, nomeadamente considerando o seu rejuvenescimento;
- aumento da resiliência da rede;
- expansão da rede inteligente;
- manutenção e melhoria da qualidade de serviço técnica, tendo em conta a redução de assimetrias,
- redução de perdas técnicas;
- promoção ambiental.

## 2.3 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD-E 2020 compreende 5 (cinco) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos Vetores de Investimento (descrito no capítulo 7);
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura (descrito no capítulo 7);
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento (descrito no capítulo 7);
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa a estas duas últimas dimensões.

### 2.3.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição, foi realizado um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy (Cie3)* do Instituto Superior Técnico (IST), descrito no PDIRD-E 2014<sup>5</sup>.

Foi desenvolvida uma metodologia, baseada nesse estudo, de análise de sensibilidade da rede quanto à segurança de abastecimento para cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência. A metodologia parte do pressuposto de que os projetos, considerados individualmente, apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho. Foram considerados cenários de evolução de consumos para cada concelho, coerentes com os cenários Inferior, Central e Superior previstos para os consumos em Portugal continental. Estes cenários, a nível concelhio, têm uma probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior. Considerou-se, ainda, para análise dos projetos a incluir neste Plano, um cenário adicional mais que superior com uma probabilidade de não excedência de 90% dos consumos previstos a nível concelhio.

Esta metodologia é aplicada aos projetos previstos iniciar no período de vigência deste Plano, suportando a decisão de calendarização dos investimentos, que tem em conta o risco de não assegurar a alimentação das cargas em presença desse cenário de evolução de consumos mais exigente.

Tendo em conta que a revisão de 2 em 2 anos do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

### **2.3.2 AVALIAÇÃO DO RISCO ASSOCIADO À FALHA DE ELEMENTOS DA REDE**

O conceito de risco diferencia-se do conceito de fiabilidade, complementando-o com uma avaliação quantitativa ou qualitativa, facilitando a definição de indicadores e de padrões de ameaça, vulnerabilidade ou incerteza associados a determinados cenários, geralmente com impacto negativo.

A avaliação de risco reconhece não só a probabilidade de eventos de falha, mas também os respetivos graus de severidade das suas consequências.

A avaliação do risco destes eventos analisou duas topologias frequentemente utilizadas nas subestações AT/MT da RND e duas topologias de rede AT, para diferentes situações de disponibilidade de recurso, tratadas de forma independente.

O resultado dessa avaliação permitiu suportar, do ponto de vista do risco de falha dos componentes, os critérios de planeamento no que diz respeito à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço.<sup>6</sup>

---

<sup>5</sup> João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, "Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, dezembro de 2013.

<sup>6</sup> A metodologia foi apresentada no paper Prata, R., Carvalho, P., Ferreira, Luís AFM, Santos, CA, "Failure Risk Associated with Different Substation and HV Network Configurations, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Jun. 2011, Frankfurt.

Página em branco

### 3 ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

---

O planejamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes para a recepção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020 define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planejamento das redes e os objetivos que se pretendem atingir.

As ambições e necessidades futuras da sociedade, apontam para a crescente eletrificação da economia, colocando a rede elétrica de distribuição num patamar de relevo cada vez mais acentuado.

A estratégia delineada para o período 2021-2025, pretendeu seguir a rota de adaptação necessária às novas dinâmicas a que a rede de distribuição estará sujeita, de forma a facilitar os objetivos da Transição Energética, posição aliás partilhada pela generalidade dos outros ORD, como mencionado já no capítulo 1.4.

Ao mesmo tempo, procurou assegurar os ganhos de qualidade de serviço técnica que têm vindo a ser alcançados no passado, prestando particular atenção às crescentes necessidades identificadas de renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil.

Tudo isto num contexto de maior exposição e dependência da rede, que impõem a transição para um nível superior de Resiliência.

Na sequência da avaliação à Proposta de PDIRD-E 2020 versão de julho, resultante do processo de Consulta Pública, os pareceres recebidos não colocaram em causa a fundamentação e necessidade dos investimentos propostos, face às necessidades da rede e aos desafios atuais do setor. Contudo e como descrito já no capítulo 1.1, foi recomendada no Parecer da ERSE àquela proposta, uma redução substancial do valor total do investimento do Plano (cerca de 11,8%), com limites definidos para cada ano em particular.

Essa redução teve impacto na estratégia traçada e nos objetivos que haviam sido delineados na proposta inicial do PDIRD-E 2020, pelo que o volume de investimento e a sua repartição pelos diferentes anos, nesta proposta final do Plano, ficam aquém do que a E-REDES entende como necessário para responder às reais necessidades de evolução da RND no horizonte do mesmo.

Destacam-se alguns impactos e riscos não negligenciáveis decorrentes da redução de investimento efetuada e contemplada nesta proposta final do PDIRD-E 2020:

- Risco de degradação da qualidade de serviço técnica nas melhores zonas e melhoria das zonas com pior serviço
- Maior risco de falhas em ativos críticos e exposição da rede a eventos extremos, com possibilidade de interrupções de grande impacto e custos de intervenção significativos
- Menor capacidade de resposta a cenários de crescimento significativo dos consumos
- Menor flexibilidade da rede para acomodar o crescimento de recursos distribuídos de produção

- Menor ritmo de digitalização, automatização da rede e reforço da cibersegurança

Por seu lado, mantêm-se na presente proposta final, embora com maiores limitações, os três fatores-chave que suportam os objetivos estratégicos do Plano, que a seguir se elencam e descrevem.

Fatores-chave de suporte à estratégia do PDIRD-E 2020:

- **Transição Energética e Expansão de Rede;**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços;**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço).

Alinhado com os objetivos da política energética nacional (designadamente o Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*), esta proposta final do Plano continua a dar resposta às necessidades da **Transição Energética e Expansão de Rede** esperadas, preparando a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável e aos novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo. Foi, contudo, nesta versão final do PDIRD-E 2020, necessário rever a calendarização de alguns projetos, adiando-se a entrada em serviço de algumas subestações, e sendo por isso, em comparação com a proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho), maior o nível de risco de não alimentação de cargas em regime normal em cenários de evolução significativa da procura, menor a capacidade de receção da produção na RND e maior o risco de potência não garantida às capitais de distrito em caso de ocorrência de falha total da subestação.

Dar-se-á continuidade à aposta na Inteligência da Rede como resposta aos novos desafios de operação da mesma, investindo-se num maior **Controlo da Rede e Novos Serviços**, que através de maior grau de Digitalização e Automação, bem como Processamento e Análise de Grandes Volumes de Dados, permitam gerir de forma eficiente a maior complexidade da rede elétrica. O nível de investimento nesta proposta final desce, contudo, face à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho), reduzindo-se o investimento em programas de investimento ligados a este fator-chave, implicando menor flexibilidade de exploração da rede, menor fiabilidade e resiliência das comunicações e menor suporte para serviços de digitalização, limitação da capacidade de supervisão e controlo da rede e maior exposição a ataques cibernéticos.

A pressão acrescida resultante da maior dependência da Economia da Rede Elétrica de Distribuição, impõe, como indicado, a manutenção da aposta na **Qualidade de Serviço**, para a qual, nesta proposta final, se continua a prever uma ligeira melhoria global e continuação da Redução de Assimetrias entre Regiões, verificando-se uma melhoria nas zonas pior servidas (zonas C), com risco de degradação nas melhores zonas (zonas A e B). Será também prestada especial atenção à **Resiliência da Rede**, embora com redução do volume de investimento nesta proposta final, na qual se prevê menor conversão de rede aérea em subterrânea e menos investimento em redundância de comunicações. Em complemento, e tendo em consideração o envelhecimento das redes e o conseqüente aumento do seu risco de falha, a E-REDES considera indispensável implementar uma significativa **Renovação e Reabilitação dos seus Ativos**. Esta renovação não acontecerá ao ritmo desejável, face à redução global de investimento desta proposta final quando comparada com a proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho), aumentando assim o risco de falha de ativos críticos, com impacto significativo na qualidade de serviço. A E-REDES considera assim que o adiamento destes investimentos, inevitável face à revisão dos valores globais de investimento nesta proposta final para ir de encontro à recomendação da ERSE, coloca ainda mais pressão no futuro sobre esta necessidade crítica da rede, acrescida de maior volume de investimento associado.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- À necessidade de Reposição da Capacidade de Receção de Nova Produção na RND;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica e à redução das assimetrias entre regiões;
- À idade dos ativos e à necessidade imediata de os renovar;
- À necessidade de aumento da Resiliência da Rede, e segurança cibernética e de comunicações;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- À necessidade de resposta ao conjunto de novos serviços ao consumidor inerentes à Transição Energética.

## 3.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O investimento específico é referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição.

Este investimento considera todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis, efetuadas para o desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição. Para além dos custos primários, consideram-se os encargos diretos que contribuem diretamente para a realização física das obras, os encargos transversais que não concorrem no imediato para realização física da obra e os encargos financeiros.

Ao longo do texto do presente documento os investimentos específicos são apresentados a custos primários. Nas tabelas finais de investimento (capítulo 9.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2020 teve por base a consideração de diferentes Vetores de Investimento, com objetivos específicos, assentes em três Pilares principais e que a seguir se descrevem.

### 3.1.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os Vetores Estratégicos de Investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Os projetos de investimento, no geral, têm uma avaliação quantitativa dos benefícios que irão gerar e poderão impactar num ou mais Vetores de Investimento (e.g. o estabelecimento de uma nova subestação AT/MT em zona de elevado crescimento de cargas tem impacto na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço técnica, na eficiência da rede e na eficiência operacional). Como em função da sua motivação os projetos são agrupados por programa de investimento, daí resulta que cada programa possa contribuir para mais do que um Vetor de Investimento.

A estratégia subjacente ao PDIRD-E 2020 visou adaptar-se às necessidades atuais da rede, já atrás mencionadas. A redução de investimento efetuada nesta proposta final, obrigou à redefinição dos valores de cada Vetor de Investimento, tendo em consideração as necessidades mais prioritárias. Os vetores estratégicos que têm vindo a ser utilizados em Planos anteriores, dão cobertura aos objetivos

estratégicos definidos para o próximo período 2021-2025, pelo que, na proposta de PDIRD-E 2020, agora apresentada, mantêm-se os mesmos 5 (cinco) Vetores Estratégicos de Investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Para relacionar os vetores com os programas de investimento é utilizada uma matriz de contribuição que define o contributo de cada programa para os diferentes vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa.

As contribuições dos programas de investimento para os vetores estratégicos, são as indicadas na tabela seguinte, que se encontra alinhada com a já utilizada no Plano anterior. Existe uma pequena alteração, relacionada com o Programa Aquisição de Terrenos para Subestações. Os valores realizados ao abrigo deste programa passam a ser incorporados no programa de investimento do projeto de construção da subestação, pelo que a partir do ano de 2021, deixa de se considerar a existência deste programa de investimento.

Tabela 3.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Por sua vez, no capítulo 3.1.2.2 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

O investimento proposto no PDIRD-E 2020, no seu total e para cada programa de investimento (conforme Tabela 9.2), como já anteriormente indicado, está aquém do que se entende adequado para responder às necessidades da RND no período respetivo (2021-2025). No entanto, e mesmo após alteração do valor global do investimento, mantêm-se o objetivo de cumprir os Princípios e Critérios de Planeamento, consubstanciando os Objetivos Estratégicos descritos neste documento.

No capítulo 3.1.1 são apresentados os objetivos para cada um dos vetores e os níveis de investimento respetivos.



Para além destes 5 vetores, a Estratégia assenta em três Pilares principais, a saber: Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente, que se encontram descritos nos capítulos 3.2 a 3.4.

No capítulo 8 é efetuada a Caracterização da Rede, descrevendo-se no subcapítulo 8.2 os Investimentos a realizar na Rede. Esta informação é complementada pelo Anexo C no qual estão incluídas as fichas de caracterização dos principais investimentos (projetos e subprogramas) considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais e com a calendarização adotada neste Plano.

Nos Anexos F e G estão identificados todos os investimentos previstos no PDIRD-E 2020.

### **3.1.1.1 Segurança de Abastecimento**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Tem-se, assim, em consideração o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RND.

Para garantir este objetivo, a RND deverá ter capacidade compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes BT. Garante-se, assim, a ligação de novos clientes e produtores bem como a alimentação dos existentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

#### **Evolução da Procura**

O vetor Segurança de Abastecimento tem como premissa de base a evolução da procura e sua previsão para o período do PDIRD-E.

De acordo com o indicado no capítulo 5.3, a taxa média de crescimento anual (TMCA) no período 2016-2019 é de +0,8%, igual à verificada no período 2014-2017, o que permite afirmar que se observa uma leve, mas constante retoma desde 2014.

Relativamente à evolução da ponta síncrona da E-REDES, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento entre 2016 e 2018 e uma ligeira descida em 2019, mesmo assim para um valor superior ao de 2017. A taxa média de crescimento anual (TMCA), no período 2016-2019, foi de +2,0%, superior à verificada no período 2014-2017, que foi de 1,4%.

Na elaboração do PDIRD-E 2020 foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal continental (inferior, central e superior), de acordo com o estudo da previsão da procura de eletricidade 2020-2027 realizado pela E-REDES, atualizado nesta proposta final, e que consta do Anexo A. No capítulo 5 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND.

Nesta proposta final do Plano tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos deste estudo, que apresenta uma taxa de crescimento média anual de 1,1% no período 2021-2025. Prevê-se, no mesmo cenário, que só em 2027 a energia distribuída anualmente pela RND seja superior ao máximo histórico de 2010 (47,8TWh).

No Parecer ao PDIRD-E 2018 a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deva ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação.

De acordo com o PDIRD-E anterior, foram efetuados estudos preliminares para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar a sua evolução. Por outro lado, os estudos de avaliação de projetos consideram análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo do consumo e da produção, conforme descrito no capítulo 2.1.3.1. Este tema continua a ser desenvolvido pela E-REDES, encontrando-se em curso um estudo em parceria com uma instituição científica.

Assim, na presente proposta de Plano manteve-se a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

Os projetos de investimento considerados individualmente apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

A adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com uma análise de sensibilidade para três cenários de consumo, refletidos ao nível de concelho (com probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior), e tendo em consideração a respetiva área de influência de cada projeto. Complementarmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade dos projetos quanto à segurança de abastecimento para um cenário de evolução dos consumos mais do que superior, sendo de 90% a probabilidade de não ser excedido (capítulo 2.3.1).

Desta análise verificou-se que, independentemente do cenário de procura considerado, a necessidade de execução dos projetos de segurança de abastecimento a realizar nos três primeiros anos deste PDIRD-E (2021-2023) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa, para os anos subsequentes (2024-2025) os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência), atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada dois anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Complementarmente, para os projetos analisados para o PDIRD-E 2020 foram avaliadas três alternativas de investimento para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento (que têm por objetivo atender ao crescimento dos consumos e cargas).

Nesta análise, consideraram-se nas três alternativas os projetos que são coordenados com o ORT, os projetos em curso ou previstos iniciar no PDIRD-E 2020, e avaliaram-se diferentes opções de garantia de potência em regime N e N-1, no final do Plano, para cada alternativa:

- 1) Na 1ª alternativa, de maior investimento, considerou-se a eliminação de potência não garantida em ambos os regimes (N e N-1), correspondendo a um investimento de 41,1 M€ no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede;
- 2) Na 2ª alternativa, de menor investimento, não se prevê a existência de potência não garantida em regime N, mas prevê-se a existência de 264 MW de potência não garantida em regime N-1, correspondendo a um investimento de 23 M€ no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede;
- 3) Finalmente, na 3ª alternativa, com um volume de investimento intermédio, não se prevê igualmente a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1

se prevê uma potência não garantida de 190MW, correspondendo a um investimento de 33,2 MW no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede.

Na proposta inicial do PDIRD-E 2020 foi considerada a 3ª alternativa. Na presente proposta final do Plano os investimentos previstos apenas permitem a realização da 2ª alternativa. Dá-se, assim, resposta aos padrões de segurança para planeamento, uma vez que não se prevê a ocorrência de potência não garantida em regime N. Por outro lado, existe um maior risco de não garantia de potência em regime N-1 mas, tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10%, correspondente ao grau de confiança considerado de 90%, o risco associado considera-se negligenciável.

Deste modo, no Plano proposto serão efetuados os reforços na rede necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento (90% da potência instalada em subestações e 70% da capacidade nominal das linhas).

Estes reforços na rede poderão passar pela instalação de novas subestações ou reforços de potência em subestações existentes, ou pela implementação de medidas mitigadoras de reforço da rede MT que permitam adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

No capítulo 8 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados no Anexo B.

### Reserva Operacional de Transformadores de Potência AT/MT

Atendendo ao impacto no fornecimento de energia resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos e necessidade urgente de investimento, previu-se a existência de uma reserva operacional de transformadores.

De acordo com o estudo efetuado em 2015 pela E-REDES, e apresentado em anteriores edições de PDIRD-E, foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores AT/MT de reserva, estando prevista a sua conclusão ainda em 2020, com a aquisição do último transformador de potência.

Para o Plano 2021-2025 foi revisto este estudo, com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

Os resultados do estudo revisto, cujo sumário executivo se encontra no Anexo H.3, apontam para a necessidade de reforçar a reserva operacional de transformadores AT/MT em mais 9 unidades, conforme tabela seguinte.

Tabela 3.2 : Transformadores de potência a adquirir

Tipo de TP AT/MT	N.º TP a adquirir por Grupo de Ligação		
	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5
60/15	5	0	0
60/30	0	1	0
60/30/15	0	0	3
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>3</b>

Na proposta final do PDIRD-E 2020 mantiveram-se os investimentos necessários à sua implementação, no âmbito do subprograma “Reserva Operacional de Transformadores de Potência AT/MT”, no total de 4,05 M€ no período 2021-2025, incluído no programa de investimento Desenvolvimento de Rede. No Anexo C é apresentada a ficha respetiva (Ficha n.º 2).

### **Reposição da Capacidade de Receção da RND**

Após uns anos de uma certa estagnação na quantidade de novas ligações de instalações produtoras na RND, observou-se nos últimos anos o recrudescimento das intenções de novas ligações de produção renovável, principalmente solar fotovoltaica.

Desde a elaboração da proposta final do PDIRD-E 2018, foram formalizados novos compromissos de receção na RND com aproximadamente 3.700 MVA de potência de ligação.

A assunção destes compromissos não pode deixar de ter impacto na RND com a redução da capacidade de receção, verificando-se em algumas redes o seu esgotamento.

Para aumentar a capacidade de receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um plano de investimento específico para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de receção se esgotará, e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este plano específico tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT, permitindo que Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo possam vir a ser ligadas.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de receção. Em simultâneo, foram capitalizadas sinergias com os objetivos de renovação das redes mais antigas e com reduzida capacidade, de melhoria da qualidade de serviço técnica e de aumento da eficiência da rede, por exemplo, através da construção de novas subestações em zonas pior servidas.

Foi, assim, incluído no PDIRD-E 2020 um novo subprograma no programa investimento Desenvolvimento de Rede para reposição da capacidade de receção, que inclui o investimento dos projetos identificados no referido plano específico e cujo volume previsto para o período deste PDIRD-E foi dimensionado tendo em consideração o montante das comparticipações nas redes devidas pelos produtores que se ligam na RND.

O propósito do subprograma é de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das mesmas comparticipações devidas pelos produtores. Desta forma, a evolução da execução dos projetos identificados será acompanhada pelo montante das comparticipações a receber, as quais, à data, se estimam em aproximadamente 48,7 M€.

A realização dos projetos de investimento considerados nesta proposta final de PDIRD-E 2020, direcionados para a reposição de capacidade de receção, conduz ao aumento de cerca de 730 MVA de capacidade de receção (menos 70MVA do que na proposta inicial) que, em conjunto com outros projetos de investimento previstos neste Plano, aumentam a capacidade de receção na RND em aproximadamente 1000 MVA.

Na presente proposta final do PDIRD-E 2020 foram considerados os investimentos necessários à sua implementação, no âmbito do subprograma “Reposição da Capacidade de Receção na RND”, no total

de 41,3 M€ no período 2021-2025, incluído no programa de investimento Desenvolvimento de Rede. No Anexo C é apresentada a ficha respetiva (Ficha n.º 1).

A redução do valor de investimento neste subprograma (-4,1 M€), face ao apresentado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho), tem por origem a incerteza em que as previsões das participações financeiras foram efetuadas. No entanto, estas serão monitorizadas ao longo do período do Plano de forma a permitir conciliar a execução dos projetos com o financiamento dos mesmos.

A E-REDES continuará, assim, a acompanhar a evolução e consolidação da legislação relevante, nomeadamente em matéria de energias renováveis, autoconsumo, pequena produção e comunidades de energia, considerando-a na sua atividade de planeamento e adequando as necessidades de investimento no plano da RND.

### **Garantia de Alimentação às Capitais de Distrito**

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), devido à concentração de serviços prioritários, foi definido o objetivo de garantir a alimentação dos consumos, mesmo na situação de indisponibilidade total de uma subestação AT/MT. Esta ação destina-se a ultrapassar situações de carência após incidentes graves em subestações, como incêndios, que, não sendo frequentes, provocam estrangulamentos significativos.

Deste objetivo resulta que as capitais de distrito devam ser alimentadas, pelo menos, por duas subestações distintas. Atualmente, não cumprem este critério as alimentações das cidades de Beja, Bragança e Portalegre.

Nesta proposta final do PDIRD-E 2020, atendendo-se à necessidade de diferimento de investimento para além de 2025, foi adiada a concretização do objetivo, já definido em PDIRD-E anteriores, de dupla alimentação a todas as capitais de distrito. Assim, prevê-se apenas a construção no período 2021-2025 da subestação 60/30 kV na zona do Parque Industrial de Portalegre, a executar no âmbito do subprograma para reposição da capacidade de receção na RND, descrito no ponto anterior. Entretanto, na sequência do projeto de reforço de potência da subestação de Alpalhão, concluído em 2017, as condições de recurso à capital do distrito de Portalegre melhoraram significativamente, estando garantida a alimentação dos consumos da cidade no caso de falha total da subestação de São Vicente, até ao final de 2023.

Por seu lado, adiando-se para fora do Plano a construção da subestação 60/15 kV do Parque Industrial de Beja e da subestação 60/30 kV em Bragança, as capitais de distrito de Beja e Bragança mantêm-se sem a segunda alimentação por via de subestação AT/MT. Tendo em conta a baixa valia económica destes projetos será reavaliada a oportunidade da sua inclusão em próximos planos.

Adicionalmente, foi atualizada a análise da rede que alimenta cada capital de distrito para o caso da falha total do barramento MT nas subestações AT/MT.

A estimativa das cargas nas capitais de distrito que não se conseguem alimentar na indisponibilidade do andar MT de uma subestação, embora com garantia de alimentação com reserva N-1, é apresentada no Anexo B.2.2. para os anos de 2020 e 2025. Esta potência não garantida resulta, geralmente, de cargas monoalimentadas, das configurações particulares da rede MT em que as interligações se estabelecem na mesma subestação, e da insuficiência de potência de transformação em algumas subestações para socorro da subestação em falha.

Continuarão, assim, a desenvolver-se estudos com o objetivo de criar projetos para mitigar os casos de potência não garantida, que serão incluídos em plano ponderando a sua racionalidade económica e benefícios para o SEN.

### Monetização de Benefícios no vetor SA

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores.

Decorrente do Parecer da ERSE à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho), o referido estudo foi atualizado, passando a refletir os resultados decorrentes do investimento e cenários de evolução de consumos do estudo revisto de previsão da procura de eletricidade 2020-2027, realizado pela E-REDES (Anexo A), bem como a projeção dos índices de qualidade de serviço técnica passou a considerar o histórico referente ao ano de 2019. O sumário executivo deste estudo do INESC TEC é apresentado no Anexo H.2.

Para o vetor Segurança de Abastecimento (SA) foi calculado o benefício de realização do investimento respetivo, previsto no PDIRD-E 2020, decorrente dos custos evitados por compensação da END (valorizada em 3 k€/MWh). Foi ainda considerada uma análise de sensibilidade (de  $\pm 0,5\%$ ) à evolução da procura a partir de 2026 (após o período do Plano).

A figura seguinte compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada, num horizonte de 30 anos, com o valor de investimento acumulado no vetor Segurança de Abastecimento previsto no PDIRD-E 2020, para o cenário central de evolução da procura ( de acordo com o já referido anteriormente neste capítulo).

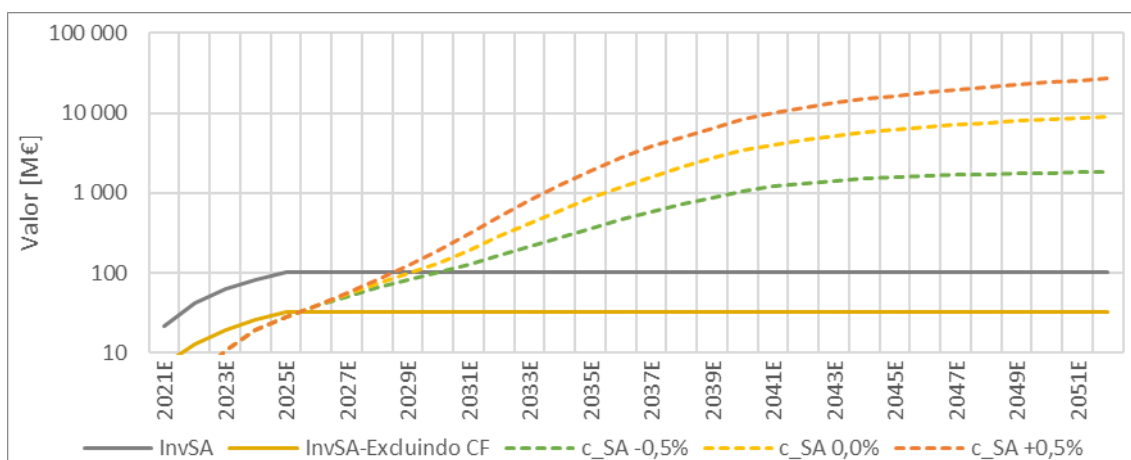


Figura 3.1: Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura

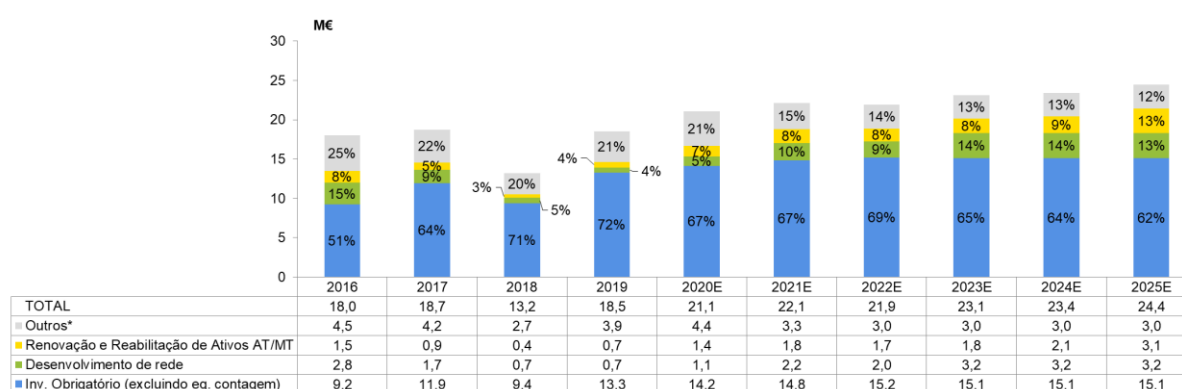
Verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento neste vetor previsto para o período 2021-2025, fundamentando assim a sua racionalidade económica. No entanto, refere-se que a revisão em baixa das previsões de evolução dos consumos conduz a uma monetização mais tardia do investimento previsto para este vetor.

Atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período do PDIRD-E 2020, considera-se que os valores de investimento

considerados neste Plano para o vetor Segurança de Abastecimento apresentam-se adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

### Investimento previsto no vetor SA

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.



\* Inclui: Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Beneficiações Extraordinárias - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 3.2: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento na proposta final do PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 114,9 M€ (-10,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 23 M€/ano.

Para além do contributo para este vetor dos programas mais direcionados para a expansão e reforço da RND, realça-se também a importância da substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permitindo assegurar o bom funcionamento da rede e contribuindo para a segurança de abastecimento.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é negligenciável.

#### 3.1.1.2 Qualidade de Serviço Técnica

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria global da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Atende-se, ainda, às recomendações para a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), em conformidade com o disposto na NP EN 50160, bem como às exigências para a sua monitorização (este tópico é analisado em mais detalhe no capítulo 8.3.5.3).

Teve-se em consideração o Parecer da ERSE à proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho), salientando como “fundamental garantir as condições de rede que, pelo menos, garantam, em média, a manutenção dos níveis de qualidade de serviço técnica já alcançados, melhorando os clientes pior servidos e minimizando a deterioração dos clientes melhor servidos, em conformidade com o expresso na consulta pública em que foi realçado por vários participantes que deveria haver uma aposta na melhoria da qualidade de serviço nas zonas C, aproximando-as do desempenho das zonas A e B, criando condições para que se possa alavancar o desenvolvimento da atividade económica local e regional, em particular em zonas de menor densidade populacional”.

Assim, nesta proposta final do Plano, o investimento no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica é essencialmente dirigido para:

- Melhorar a qualidade de serviço técnica global;
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Continuar a recuperar a QST nas zonas C, admitindo um risco de degradação (ligeira) nas zonas de qualidade de serviço A e B <sup>7</sup>;
- Aumentar a resiliência das redes aéreas;
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Melhorar as redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Renovar os ativos da rede para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Assim, nesta proposta final de PDIRD-E 2020 tem-se como objetivo para os próximos anos uma ligeira melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica na RND, o que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas, maioritariamente classificadas em zonas C de qualidade de serviço, e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas, maioritariamente classificadas em zonas A e B de qualidade de serviço (RQS).

### **3.1.1.2.1 Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST**

Em seguida efetua-se uma análise ao desempenho da E-REDES, em termos de Qualidade de Serviço Técnica (QST), caracterizada através dos seus indicadores gerais, com base nos valores registados no período 2015-2019.

O cálculo dos indicadores atendeu aos requisitos do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural em vigor (Regulamento n.º 629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 243 de 20 de dezembro de 2017).

Assim, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos).

---

<sup>7</sup> Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural:

Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;

Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;

Zona C: restantes localidades.



O cálculo dos indicadores considera todas as interrupções que afetem os PdE, independentemente da origem, excluindo aquelas que com origem em instalação do cliente não interrompam outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º.2 e n.º.3 do artigo 20 do RQS.

Os indicadores gerais considerados foram:

- TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT referente a interrupções longas (minutos);
- SAIDI MT – Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (minutos/PdE);
- END MT – Energia não distribuída nos PdE devida a interrupções longas (MWh);
- SAIFI MT – Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (interrupções/PdE);
- MAIFI MT – Frequência média das interrupções breves no sistema na rede MT (interrupções/PdE).

São também apresentados os indicadores por zonas geográficas, conforme o disposto no artigo 14.º do RQS classificadas no procedimento n.º.1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), sendo as localidades classificadas como zona A aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço mais exigente e as localidades classificadas como zona C aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço menos exigente.

O desempenho da rede, no período 2015 a 2019, caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço, é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2015 a 2019

Indicador	2015		2016		2017		2018		2019	
	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões
TIEPI MT (min.)	60,35	52,65	59,05	49,98	100,62	50,45	137,91	57,59	109,03	49,13
SAIDI MT (min/PdE)	86,68	74,45	87,81	71,36	172,41	71,40	231,05	85,00	182,10	72,22
END MT (MWh)	4.051	3.538	4.078	3.421	6.994	3.488	9.341	3.906	7.790	3.442
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	1,77	1,63	1,94	1,68	2,34	1,55	2,23	1,77	2,68	1,74
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	10,4	10,2	10,6	10,4	11,5	9,1	12,4	11,6	11,1	9,3

Nota: os valores de 2017 ainda são provisórios.

Nos anos identificados na tabela verificaram-se eventos meteorológicos excepcionais que afetaram Portugal continental de forma significativa. Os indicadores apresentados na tabela permitem avaliar o impacto desses efeitos, e que se descrevem:

- Em 2015, os relacionados com as intempéries nos dias 17 e 18 de outubro, que afetaram os distritos de Leiria, Lisboa e Santarém e, nos dias 1 e 2 de novembro, que afetaram os distritos de Beja e Faro.
- Em 2016, os relacionados com as intempéries dos dias 10 e 11 de janeiro de 2016, que afetaram o Norte do País, e o temporal dos dias 14 e 15 de fevereiro de 2016, que afetou praticamente todo o território continental.
- Em 2017, os relacionados com a tempestade Dóris, que se verificaram nos dias 2 a 5 de fevereiro e que afetaram todo o território, os incêndios de Pedrogão Grande nos dias 17 a 20 de junho que afetaram a região centro e os incêndios nos dias 15 a 24 de outubro que afetaram as regiões norte e centro, e a tempestade Ana nos dias 10 e 11 de dezembro que afetou todo o território continental.
- Em 2018, os relacionados com as intempéries:
  - da Tempestade Emma ocorrida de 27 de fevereiro a 02 de março, que afetou praticamente todo o território continental;

- do Tornado de Faro ocorrido de 4 a 5 de março de 2018, que afetou a região sul;
  - da Tempestade Gisele ocorrida a 14 de março de 2018, que afetou praticamente todo o território continental;
  - da Tempestade Leslie ocorrida em 13 de outubro de 2018, que afetou as regiões norte e centro.
- Em 2019, os relacionados com as intempéries:
    - da Tempestade Helena ocorrida a 1 de fevereiro de 2019, que afetou as regiões norte e centro;
    - das Trovoadas ocorridas a 25 e 26 de agosto de 2019, que afetaram especialmente a região norte;
    - das Tempestades Elsa e Fabien ocorridas de 18 a 23 de dezembro de 2019, que afetaram especialmente as regiões norte e centro.

Nas figuras seguintes representa-se a evolução dos indicadores SAIDI MT e TIEPI MT no período 2015 a 2019 para todas as interrupções de fornecimento de longa duração com origem na rede de distribuição e considerando o contributo de todos os eventos excecionais.

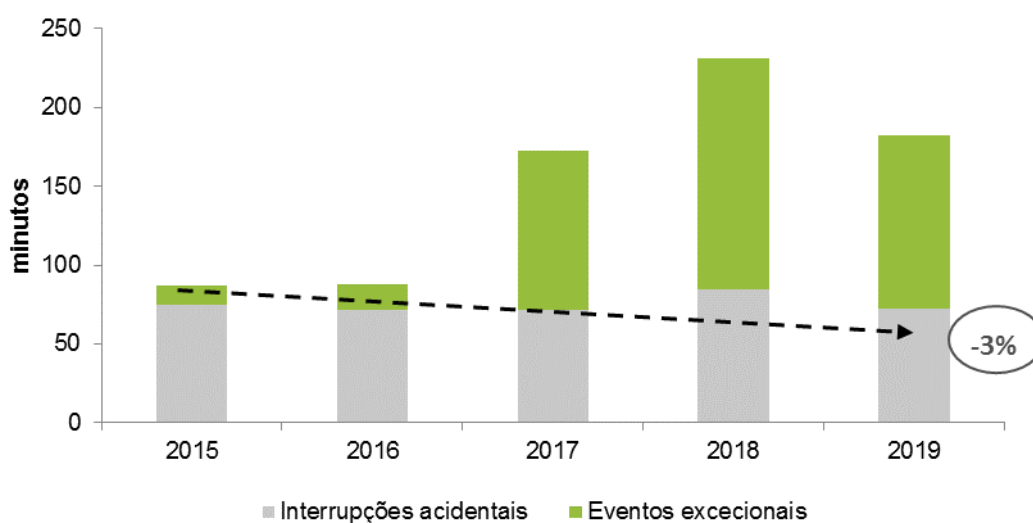


Figura 3.3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2015-2019<sup>8</sup>

<sup>8</sup> O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório

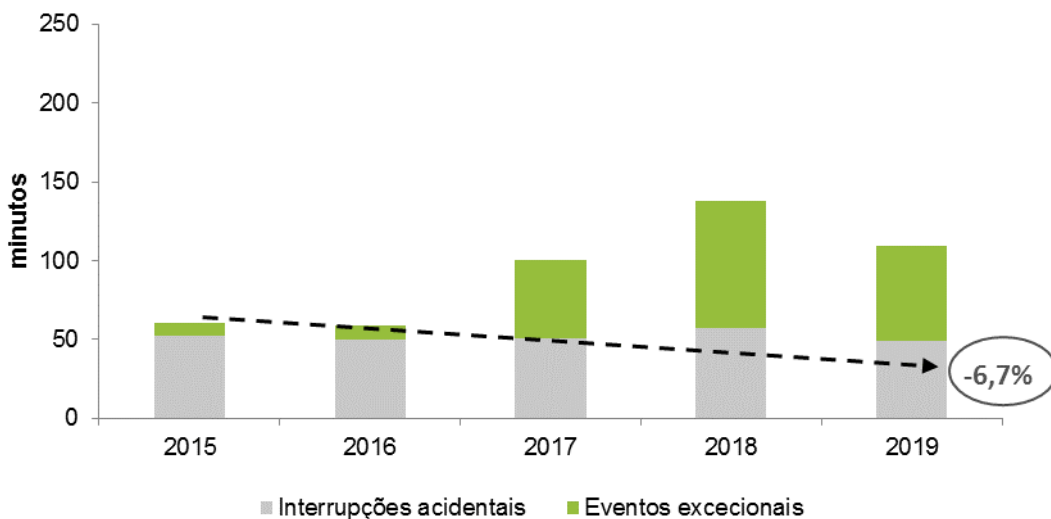


Figura 3.4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2015-2019<sup>9</sup>

Da análise das Figura 3.3 e Figura 3.4 verifica-se que, excluído o impacto dos eventos excepcionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT em 2019 sofreram uma redução de 5 % e 6,7%, respetivamente, face aos valores registados em 2015, traduzindo uma tendência de melhoria destes indicadores.

Complementarmente, salienta-se que os investimentos realizados nos últimos anos na melhoria da continuidade do fornecimento de energia conduziram a uma redução no indicador MAIFI MT de 9% no período 2015-2019 (não considerando o impacto dos eventos excepcionais). Por sua vez, o indicador SAIFI MT registou um agravamento de 6,8% no mesmo período.

A Tabela 3.4 apresenta os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excepcionais, no período 2015 a 2019.

Tabela 3.4: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2015-2019

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano				
			2015	2016	2017	2018	2019
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	0,57	0,56	0,46	0,50	0,45
	B	4	0,98	0,88	0,84	0,92	0,78
	C	7	1,46	1,41	1,45	1,76	1,48
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3	0,69	0,96	0,78	0,69	0,71
	B	5	1,26	1,27	1,21	1,29	1,17
	C	7	1,93	1,96	1,82	2,13	2,11

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

A análise da tabela permite verificar que, no período considerado, para os indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, foram integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço conforme estabelecido no RQS, Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no setor Elétrico e no Setor do Gás Natural” e para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal continental.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expetativas dos clientes, a E-REDES tem como objetivo não degradar os indicadores gerais de continuidade de serviço, através da realização de investimentos em programas que genericamente contribuem para a QST, assim como através de

<sup>9</sup> O valor de TIEPI MT em 2017 ainda é provisório.

subprogramas e projetos de investimento especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

### **3.1.1.2.2 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND**

A Entidade Reguladora estabelece mecanismos de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade do operador da rede de distribuição (ORD).

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço, previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.º 243 de 20 de dezembro de 2017) é direcionado à melhoria da continuidade de serviço. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo é estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço e os parâmetros de cálculo estão publicados na diretiva da ERSE n.º10/2017.

O cálculo do incentivo atende aos parâmetros de regulação com base na END e no SAIDI MT e o mecanismo tem um duplo objetivo de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (componente 1) e de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (componente 2).

Na definição da estratégia para melhoria de qualidade de serviço do PDIRD-E 2020 teve-se em consideração este mecanismo, tendo-se como objetivo manter a qualidade de serviço global na zona de incentivo. Considerando o investimento proposto neste Plano, o risco de sair da zona de incentivo em cada uma das componentes (1 e 2) é negligenciável.

Embora exista dificuldade em valorizar economicamente investimentos explicitamente orientados para a melhoria destes indicadores, já que não são objeto de um mecanismo de incentivo específico, reconhece-se, no entanto, o seu impacto para o cliente final.

A recuperação da qualidade de serviço técnica na RND registada nos últimos anos, e em conformidade com os objetivos definidos pela Entidade Reguladora, tem permitido atingir a zona de incentivo, registando-se no último quinquénio uma tendência de manutenção da qualidade de serviço global.

Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede. Prevê-se para os próximos anos um aumento significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento da infraestrutura da rede (o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), e de modo a garantir a sua fiabilidade. Prevê-se, também, um aumento da resiliência da rede, incrementando a aposta no estabelecimento de rede subterrânea (conversão de rede aérea e estabelecimento de novos traçados), avaliando a sua oportunidade técnica e económica para a sociedade, e contribuindo, desta forma, para a diminuição do risco de degradação da qualidade de serviço.

Em conformidade com os objetivos estratégicos definidos neste Plano para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, foram estimadas as necessidades de investimento necessárias para garantir a adequada evolução da qualidade de serviço da rede, com base num modelo desenvolvido com o INESC TEC e já anteriormente apresentado nos PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2018.

Este estudo foi revisitado para o PDIRD-E 2020, tendo como objetivo validar as metodologias utilizadas e melhorar o modelo de estimação, tendo-se considerado para este vetor, para além do investimento, uma nova componente associada aos custos de manutenção com a RND. Paralelamente, foi desenvolvida a monetização dos benefícios resultantes do impacto respetivo.

Atendendo a recomendações a anteriores edições de PDIRD-E, nomeadamente no que diz respeito a uma materialização da redução das assimetrias de QST, o modelo de QST foi atualizado por forma a permitir a desagregação dos valores esperados para os índices globais por zonas de qualidade de serviço técnica do RQS (A, B e C).

Adicionalmente, o Parecer da ERSE à proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho) recomendou a consideração do impacto da pandemia da covid-19 no cenário de evolução dos consumos, bem como a consideração dos valores reais de SAIDI MT registados em 2019 (já que na versão de julho os valores disponíveis eram, ainda, provisórios) e a necessária atualização do estudo desenvolvido pelo INESC TEC

Assim, o modelo de estimação de evolução de QST foi revisto, passando a considerar os cenários de evolução de consumos do estudo de previsão da procura de eletricidade 2020-2027 realizado pela E-REDES, atualizado para esta proposta final do Plano (Anexo A), os dados históricos dos índices de QST referentes ao ano de 2019 (valores finais reais) e os investimentos considerados na presente proposta final.

A descrição da metodologia utilizada e os resultados obtidos são apresentados em mais detalhe no sumário executivo do estudo constante do Anexo H.2.

Nesta proposta apresentam-se os valores de evolução previstos para o indicador SAIDI MT. Relativamente ao indicador TIEPI MT, uma vez que este possui uma forte correlação com o indicador SAIDI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT.

No âmbito do vetor da QST, a proposta de investimento que se apresenta permite uma ligeira melhoria do nível da qualidade de serviço global relativamente ao valor de referência considerado para o PDIRD-E 2018, e que se mantém nesta proposta do PDIRD-E 2020 (refª SAIDI MT de 77,6 minutos, para um grau de confiança de 50%), conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C com risco de degradação nas melhores zonas, A e B (nas quais não é possível manter a qualidade de serviço, devido à redução de investimento considerada para esta proposta final, e ao invés do que estava previsto na proposta inicial), resultando numa redução das assimetrias entre regiões. O nível global da qualidade de serviço mantém-se dentro da zona de incentivo respetivo.

Assim, nesta proposta final do Plano atende-se aos objetivos a seguir descritos:

- Melhoria do indicador global de qualidade de serviço (redução do SAIDI MT em - 2,55 minutos relativamente ao valor de referência, para um grau de confiança de 50%, resultando num SAIDI MT esperado em 2026 de 75,1 minutos);
- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,7% relativamente ao valor de referência para esta zona, para um grau de confiança de 50%), em linha com a redução prevista na proposta inicial;
- Risco de degradação dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B ( inferior a 10%, relativamente aos respetivos valores de referência, e para um grau de confiança de 50%);
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando a QST nas zonas pior servidas (maioritariamente classificadas em zonas C) e risco de degradação (ligeira) nas melhor servidas (maioritariamente classificadas em zonas A e B).

Para o alcance dos objetivos definidos, estima-se para o período 2021 a 2025 um investimento médio anual no vetor Qualidade de Serviço Técnica na RND de 44 M€/ano, ligeiramente superior (em cerca de 3%) ao nível previsto para o período 2019 a 2021 na proposta final do PDIRD-E 2018.

Complementarmente, e para efeitos de cálculo do indicador SAIDI MT, foi considerado um custo médio anual de 16,9 M€/ano para a componente de manutenção da RND a incluir no modelo de estimação<sup>10</sup>.

De acordo com a aplicação do modelo, e para o cenário central de consumos, os valores estimados para o SAIDI MT, no período 2019-2026, situam-se na banda de incerteza apresentada (a sombreado) na figura seguinte:

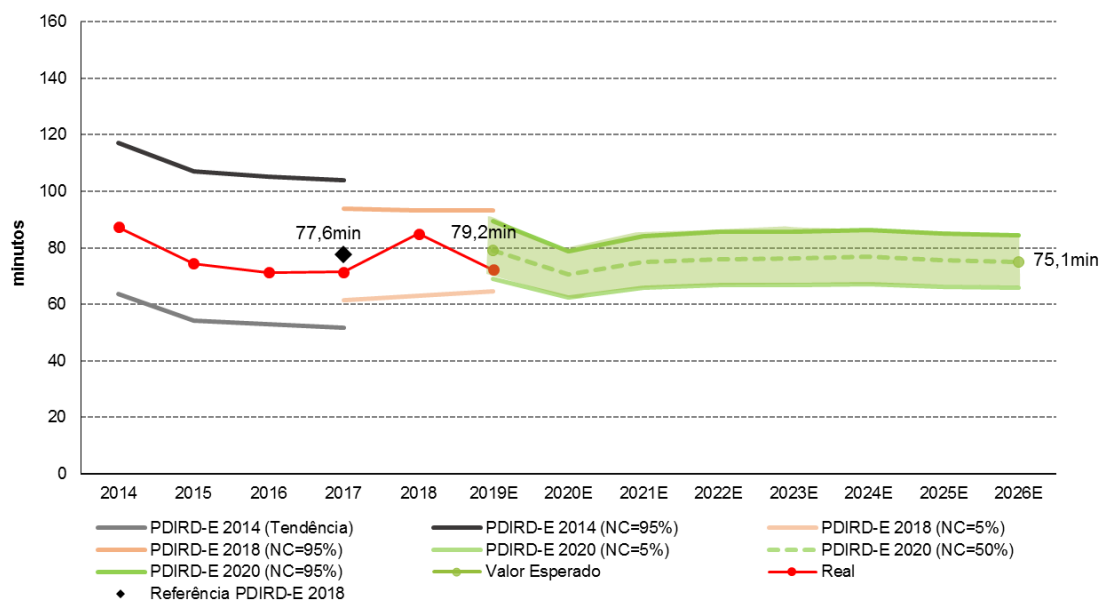


Figura 3.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2019 e previsão 2019-2026<sup>11</sup>

Entretanto, verifica-se que o modelo de previsão conduz a uma banda de incerteza praticamente constante ao longo do período do PDIRD-E 2020, indiciando que os investimentos previstos realizar nesta proposta final de Plano não serão suficientes para se traduzirem num aumento significativo da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

Assim, para o investimento proposto nesta proposta final do Plano e para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, o valor de SAIDI MT previsto atingir em 2026 é de 75,1 minutos (com um grau de confiança de 50%), refletindo uma recuperação de -2,55 minutos do nível global de qualidade de serviço técnica na RND comparativamente com o valor de referência do anterior PDIRD-E 2018 (situado em 77,6 minutos) e que se tomou, também, como valor de referência para esta proposta de PDIRD-E 2020. A variação em relação à proposta inicial do PDIRD-E 2020 é de +0,8min (ou seja, a melhoria agora prevista para 2026 é inferior em 0,8min).

Por análise do gráfico, verifica-se que os valores estimados pelo modelo sofrem uma queda mais acentuada em 2020, que resulta da redução registada nos consumos que atingiu, neste ano, um mínimo histórico (desde 2008), revelando-se um ano de extrema dificuldade de projeção, nomeadamente atendendo às alterações nos padrões de consumo dada a atual crise pandémica da covid-19. Uma vez que o modelo considera os dados históricos dos índices de QST e consumos até ao ano de 2019 os consumos referentes ao ano de 2020 e seguintes são considerados somente em projeções, pelo que

<sup>10</sup> Valor médio estimado para os 3 anos (2018-2020) antes do início do Plano, excluindo manutenção corretiva, conforme estudo apresentado no Anexo H

<sup>11</sup> O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

o impacto desta variação (2019-2020), provocada por fatores exógenos, só poderá ser avaliada em atualizações posteriores do modelo.

No que se refere à análise efetuada por zona de qualidade de serviço RQS, apresenta-se na Figura 3.6 o gráfico para o SAIDI MT resultante da aplicação dos modelos de estimação para esta proposta final, elaborado no referido estudo, e tomando como referência o cenário central de consumos:

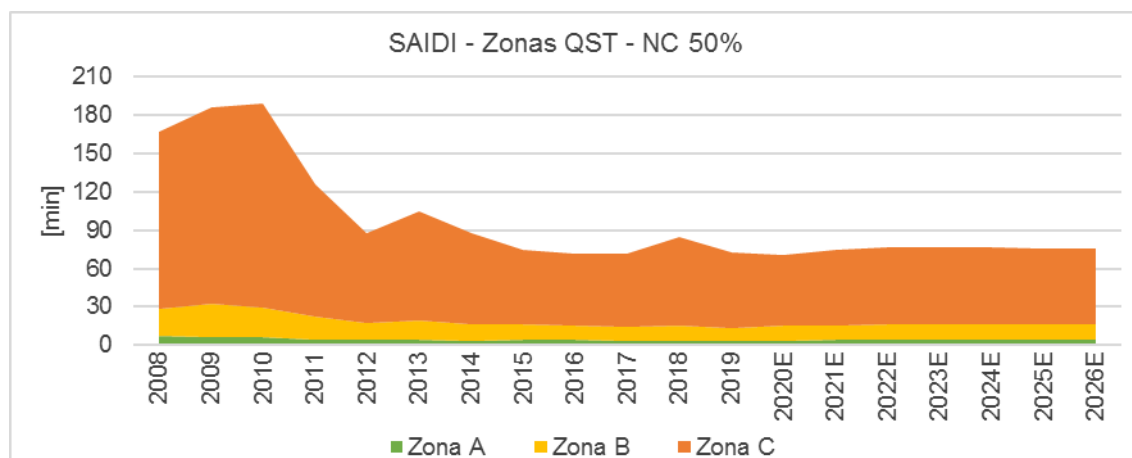


Figura 3.6: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS

Verifica-se, assim, que o maior contributo para o SAIDI MT global está associado à zona C, cuja evolução é mais favorável no final do período do PDIRD-E 2020. Por seu lado, a evolução deste indicador nas zonas A e B, é mais estável prevendo-se algum risco de degradação nos próximos anos. Tal aponta claramente para uma redução das assimetrias entre zonas, melhorando os indicadores nas zonas C (pior servidas) e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas A e B (melhor servidas).

### Monetização dos benefícios no vetor QST

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no já referido Anexo H.2.

O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos no vetor Qualidade de Serviço Técnica tem por base o conceito do impacto do não investimento na RND neste vetor, num horizonte temporal de 30 anos, e inclui duas componentes. A primeira componente utiliza o conceito de evolução da END (com e sem investimento) que se relaciona diretamente com o índice TIEPI MT, e a segunda considera o impacto do valor esperado de TIEPI MT no cálculo do benefício do incentivo à continuidade de serviço.

Na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho) os resultados obtidos apontaram que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, não eram suficientes para atingir o investimento previsto no vetor no período 2021-2025, ocorrendo a sua monetização muito para além do período de estudo. Decorrente destes resultados, a ERSE recomendou rever os pressupostos subjacentes à análise efetuada.

Com a revisão do modelo de QST e a redução de investimento neste vetor, no período 2021-2025, de -25,5% (-75,5 M€) face ao considerado na proposta inicial do PDIRD-E 2020, os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, passam a ser suficientes para atingir o investimento previsto neste vetor, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2048 (para o cenário central de consumos), tal como se pode observar na Figura seguinte:

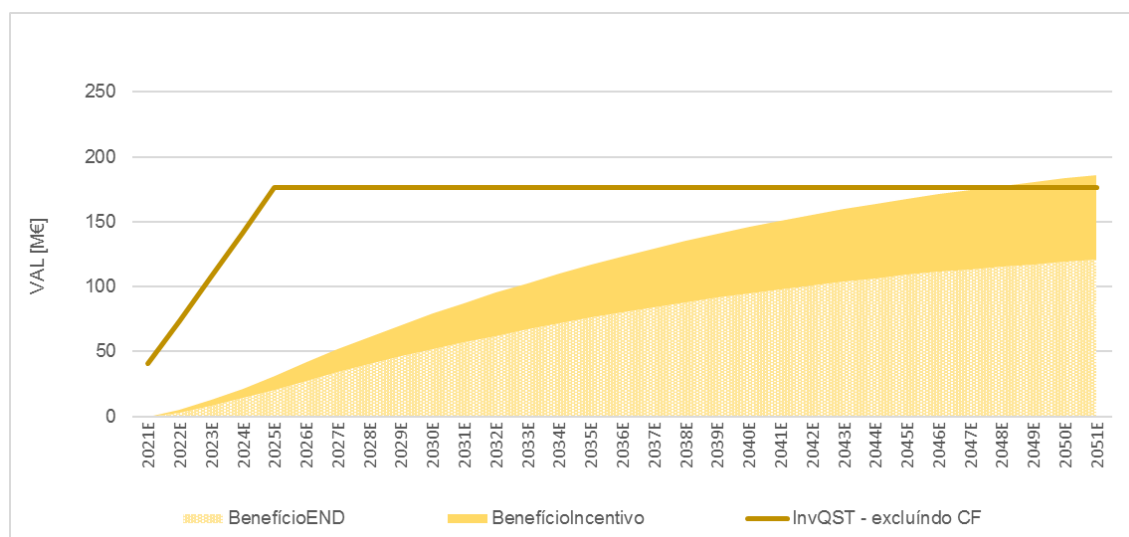


Figura 3.7: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST

Embora se verifique a monetização do investimento no período de estudo, esta continua a revelar-se tardia, o que se prende sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço componente 1 (70,2 minutos) ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos 6 anos (valor médio de 53,3 minutos), bem como com o facto de o valor do incentivo (4 M€) ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos níveis dos índices de qualidade de serviço.

De facto, atendendo às recomendações de não degradação da qualidade de serviço técnica, plasmadas nos Pareceres da ERSE, o Plano tem em conta níveis de investimento no vetor que darão cumprimento aos objetivos de QST.

Destaca-se, ainda, que a quantificação dos benefícios não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias de qualidade de serviço técnica entre zonas, dado a sua valorização em termos monetários ser complexa, mas esta redução de assimetrias é diferenciadora nos objetivos estratégicos deste Plano.

### Investimento previsto no vetor QST

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Renovação e Reabilitação de Ativos, Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE's e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), é apresentada na Figura 3.8). Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.



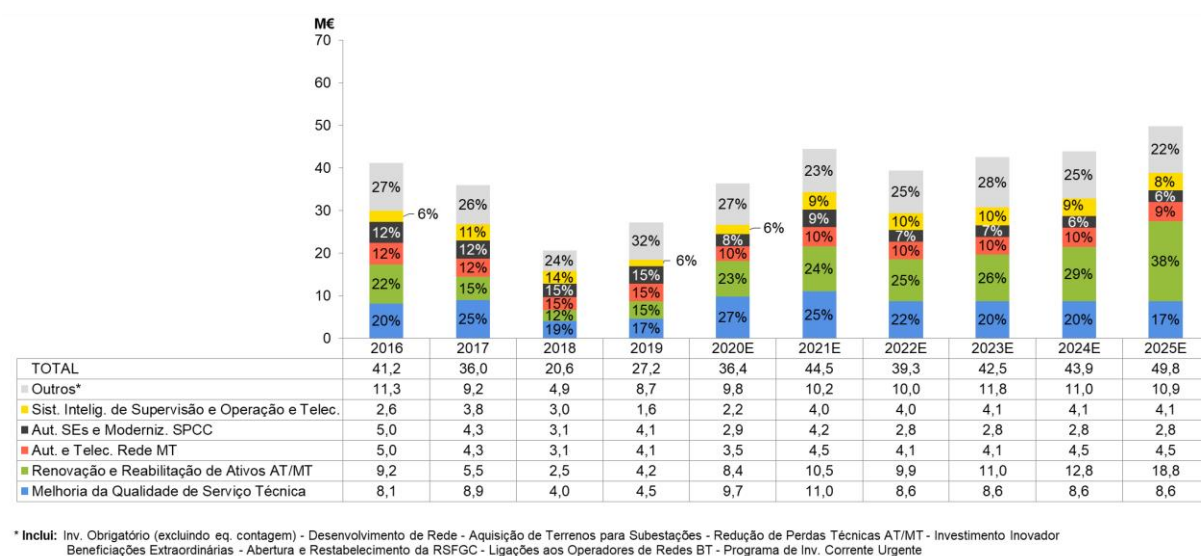


Figura 3.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Qualidade de Serviço Técnica nesta proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 219,9 M€ (-75,5 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 44 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Referem-se, ainda, os subprogramas incluídos neste Plano especificamente direcionados para os objetivos de melhoria da qualidade de serviço técnica, incluídos no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e, também, já considerados em PDIRD-E anteriores, designadamente: “Garantia N-1 às Sedes de Concelho”, “Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa”, e “Melhoria das Redes MT de Alimentação a Pontos de Entrega com Pior Qualidade de Serviço Técnica”. No Anexo C os mesmos são descritos em maior detalhe, indicando-se também os investimentos respetivos.

Finalmente, pelo seu impacto, muitas vezes relevante, relacionado com constrangimentos associados à alimentação de zonas em que se sobrepõem vários níveis de tensão na rede MT, destaca-se aqui este tema.

A existência na RND de vários níveis de tensão MT na mesma zona comporta limitações no planeamento e na exploração da rede, com impacto negativo na qualidade de serviço técnica, traduzindo-se nomeadamente em dificuldades de exploração em regime perturbado.

Tal facto conduziu à necessidade de definição de uma estratégia de orientação para o desenvolvimento destas redes, quer em zonas de fronteira como em zonas de sobreposição ou em pequenas bolsas (ilhas), e que consiste na eliminação progressiva da sobreposição dos níveis de tensão e das pequenas ilhas (com uma única alimentação).

Uma vez que os projetos de conversão de redes MT envolvem volumes de investimento elevados, neste PDIRD-E será dada continuidade a esta estratégia, continuando a executar os projetos de forma progressiva, quando economicamente viáveis ou desde que identificada necessidade de intervenção e não exista melhor alternativa técnica.

Entretanto, todas as novas instalações a estabelecer nas zonas de alteração do nível de tensão serão efetuadas com o isolamento adequado para o nível de tensão superior.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável a moderado.

Em conclusão, considera-se que a proposta final de investimento apresentada neste Plano garante a adequação dos investimentos em Qualidade de Serviço Técnica que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir uma melhoria da qualidade de serviço global, no final do Plano, em relação aos níveis de referência estimados pelo modelo atualizados para os anos de 2017 e 2019, conseguida através de uma recuperação na zona C, com risco (ligeiro) de degradação nas zonas A e B;
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e mantendo controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço,

ao mesmo tempo que promove o aumento da eficiência e contribuindo para o não agravamento da tarifa.

### **Impacto e Benefícios dos Investimentos Propostos**

A quantificação dos benefícios para o sistema elétrico (redução da energia de perdas e da energia não distribuída ou melhoria dos indicadores de qualidade de serviço), durante a vida útil dos projetos dos principais investimentos previstos, encontra-se discriminada nas fichas do Anexo C.

Nesta análise, por definição, considera-se que a energia não distribuída é a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria. No entanto, para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

O Plano apresentado e respetivos projetos de investimento, com impacto no vetor qualidade de serviço técnica, dão resposta a duas componentes de análise e atuação: uma relativa ao esforço da não degradação da qualidade de serviço e outra relativa ao esforço de melhoria da qualidade de serviço.

Quanto à não degradação da qualidade de serviço, implica o desenvolvimento de projetos que contribuem em média, anualmente, com uma melhoria da qualidade de serviço equivalente à degradação natural da rede, de modo a anulá-la.

Quanto à melhoria da qualidade de serviço, neste Plano, refere-se ao esforço de redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT, aumento da resiliência das redes e instalação de pontos de telecomando na rede MT, melhorando as zonas pior servidas.

Na quantificação dos benefícios considerados com impacto no vetor qualidade de serviço, o parâmetro utilizado para a avaliação dos projetos teve em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT).

Globalmente, o benefício associado aos projetos de investimento com impacto no vetor qualidade de serviço representam, no fim do período 2021-2025, ganhos anuais de energia não distribuída, que se apresentam na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Impacto anual dos investimentos no vetor qualidade técnica de serviço da rede na redução de END (GWh)<sup>12</sup>

Ano	END (GWh)
2021	0,89
2022	0,79
2023	0,85
2024	0,88
2025	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>4,41</b>

O impacto dos investimentos na qualidade de serviço foi estimado com base no mesmo modelo de estimação das necessidades de investimento, desenvolvido pelo INESC TEC, apresentado em detalhe no sumário executivo do estudo constante do Anexo H.2 e cujos resultados se apresentam no capítulo 3.1.1.2.2.

Considerando a contribuição de todos os projetos, bem como a degradação dos indicadores da qualidade de serviço atrás referida, a evolução estimada para o SAIDI MT é a indicada na tabela Figura 3.5.

No período deste Plano, o investimento proposto no vetor Qualidade de Serviço Técnica conjugado com o adicional que se prevê para a componente de manutenção da RND praticamente apenas permite compensar, ao nível global, a degradação média anual da rede MT.

Comparativamente com o valor de referência adotado no PDIRD-E 2018, relativo ao ano de 2017, estima-se uma recuperação de -2,55 minutos do nível global de qualidade de serviço técnica na RND, para um grau de confiança de 50%, conforme anteriormente referido.

O modelo de QST desenvolvido pelo INESC TEC, também permite estimar a evolução dos índices globais SAIFI MT e MAIFI MT. Nesta estimação, para além do investimento no vetor da Qualidade de Serviço Técnica e do custo com a manutenção da RND o modelo considera também o investimento no vetor Eficiência Operacional dado este traduzir-se em ganhos nos tempos de interrupção.

Assim, considerando a contribuição dos investimentos propostos no período do Plano, nos vetores anteriormente referidos assim como o adicional estimado para a manutenção global da RND, a variação prevista para os indicadores SAIDI MT, SAIFI MT e MAIFI MT, considerando-se o cenário central de consumos, para um grau de confiança de 50% apresenta-se na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Impacto dos investimentos propostos, 2021-2025, nos indicadores globais de qualidade de serviço, NC-50%

Indicador QS	Variação 2021-2026	Un.
SAIDI MT	+0,1	min.*
SAIFI MT	+0,06	inc.*
MAIFI MT	+0,35	inc.*

\*-base RND

Globalmente, e para um grau de confiança de 50%, verifica-se que os investimentos considerados nesta proposta final de Plano não são suficientes para garantir uma melhoria destes indicadores,

<sup>12</sup> O valor de redução de END é reportado ao ano em que são realizados os investimentos, mas a redução só é efetiva no ano seguinte.

aproximando-se do limiar da manutenção, quando comparados com o valor esperado para o ano de 2021.

### **3.1.1.3 Eficiência da Rede**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas técnicas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes que permitam alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

A E-REDES tem vindo a desenvolver vários estudos, em parceria com instituições científicas, subjacentes ao tema das perdas nas redes e sua evolução.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

No PDIRD-E 2018, com base nos resultados destes estudos e outros, realizados com o INESC TEC, foram estimadas perdas para a rede AT e MT.

Dando seguimento a esta análise com o INESC TEC, pretendeu-se ainda estudar a viabilidade de aplicar balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas. Os resultados até agora obtidos apontam para valores de perdas alinhados com os padrões esperados na rede AT e na rede MT, enquanto que para a rede BT se afasta dos padrões normais e não está de acordo com a experiência e testes realizados em estudos anteriores.

Complementarmente, estão a decorrer outras análises com o INESC TEC sobre o impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspetivada nos níveis de tensão da RESP.

Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

Na figura seguinte é apresentada a evolução das perdas técnicas estimadas na RND (%) até final do período do PDIRD-E 2020, obtidas pelo modelo de estimação desenvolvido no estudo de impacto do investimento nos vetores realizado com o INESC TEC (Anexo H.2). Este modelo, permitiu a desagregação por níveis de tensão AT e MT das perdas globais considerando a contribuição da componente das perdas técnicas.

A estimativa considerou os valores de investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado e previsto nesta proposta final de Plano, e o cenário central de consumos do estudo revisto de evolução da procura realizado pela E-REDES (Anexo A).

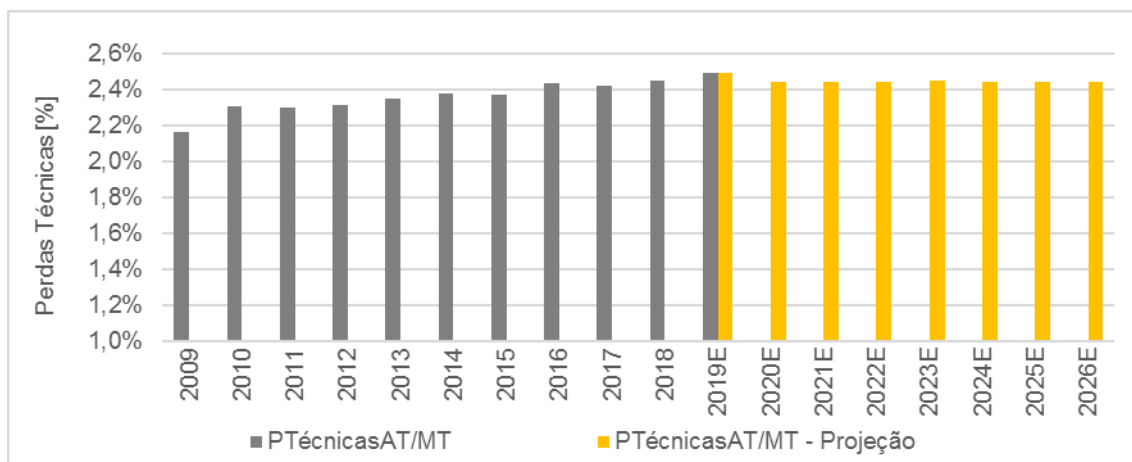


Figura 3.9: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] em relação à Energia Distribuída [%].

As projeções da evolução das perdas técnicas na RND apontam para uma estabilização dos valores, em termos percentuais, ao longo do período de impacto dos investimentos 2022-2026.

A atualização dos dados de entrada do modelo, associada à redução de investimento neste vetor, no período 2021-2025, de -19,1% (-13,9 M€) face ao considerado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho) conduziu a perdas AT/MT esperadas da ordem dos 2,44%.

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

Entretanto, conforme já referido, outros estudos sobre o impacto da produção distribuída nas perdas mostram que esta poderá ter um impacto considerável, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever os investimentos necessários no vetor Eficiência da Rede.

### Monetização dos benefícios do vetor ER

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores. Nesta proposta final de PDIRD-E o referido estudo foi atualizado e o sumário executivo apresenta-se no Anexo H.2.

Para o vetor Eficiência da Rede a monetização é dada pela diferença entre a evolução das perdas técnicas com e sem consideração do investimento respetivo.

A figura seguinte apresenta o benefício a longo prazo (horizonte de 30 anos e para o cenário central de consumos) por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do PDIRD-E 2020.

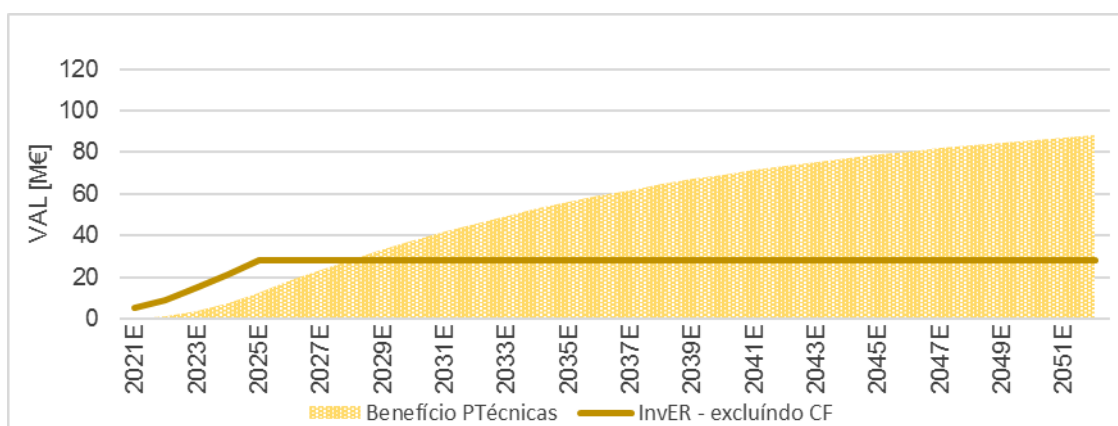


Figura 3.10: Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.

Como se observa, o benefício derivado do investimento neste vetor tem um retorno bastante célere e elevado, evidenciando a sua racionalidade económica. No entanto, refere-se que a revisão em baixa das previsões de evolução de consumos, conduz a uma monetização mais tardia do investimento. Por outro lado, a redução de investimento neste vetor, conduz no final do período de estudo (30 anos) a um menor retorno de investimento quando comparado com o investimento recomendado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho).

Atendendo às conclusões acima referidas, sobre a adequação dos níveis de perdas na RND e a racionalidade económica dos investimentos, com benefícios para a sociedade, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Eficiência de Rede são adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

### Investimento previsto no vetor ER

A E-REDES mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, tendo neste âmbito identificado um programa de investimento específico (Redução de Perdas Técnicas AT/MT) a incidir, principalmente, no reforço/duplicação de saídas de subestações com maior utilização, no estabelecimento de novas subestações em zonas de maior concentração de carga e na recuperação de redes de secção reduzida.

Verifica-se, entretanto, que o contributo dos vários programas genéricos de investimento para o vetor Eficiência da Rede permitirá per si manter as perdas técnicas em níveis adequados, pelo que no programa específico de Redução de Perdas Técnicas AT/MT apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A E-REDES continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimativa das perdas na rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

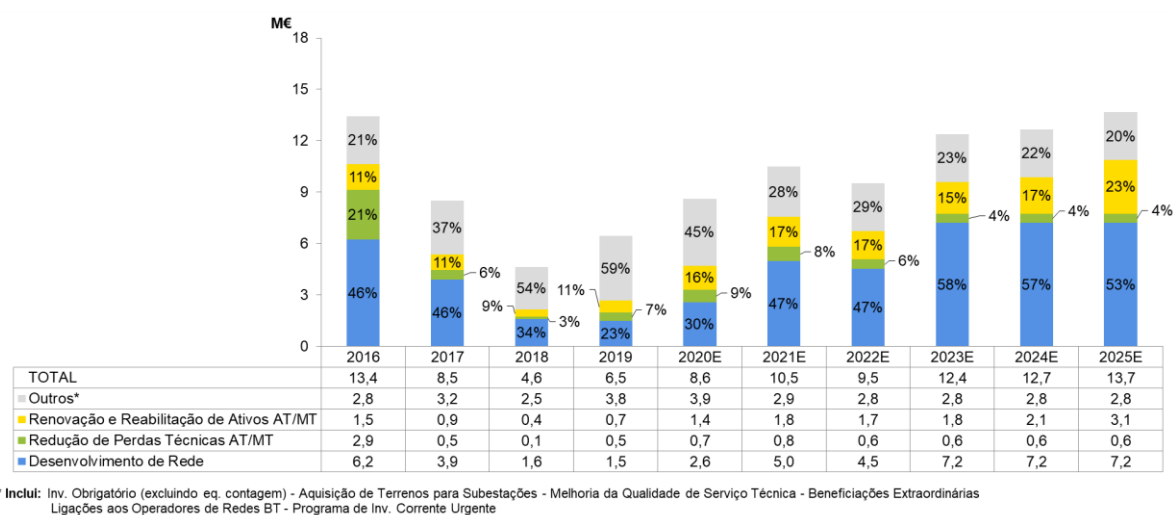


Figura 3.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Eficiência da Rede na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 58,8 M€ (-13,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 11,8 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

### Impacto e Benefícios dos Investimentos Propostos

O impacto na eficiência da rede dos principais projetos de investimento descritos individualmente no Anexo C, medido pelos benefícios anuais médios de redução da energia de perdas, é avaliado em 20,3 GWh. Estima-se que os restantes projetos previstos no Plano contribuam adicionalmente com 75,2 GWh/ano para a redução da energia de perdas.

Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor eficiência da rede representam, no fim do período 2021-2025, os ganhos médios anuais em energia de perdas na rede AT e MT apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Impacto anual dos investimentos no vetor eficiência da rede na redução de perdas AT e MT (GWh) <sup>13</sup>

Ano	Redução de perdas (GWh)
2021	17,1
2022	15,7
2023	20,1
2024	20,6
2025	22,1
<b>Total</b>	<b>95,5</b>

<sup>13</sup> O valor de redução de perdas é reportado ao ano em que são realizados os investimentos, mas a redução só é efetiva no ano seguinte.

Os investimentos previstos neste plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas técnicas resultantes do aumento da procura (no cenário central de evolução dos consumos) e do aumento da produção embebida, estimando-se, ainda, uma pequena redução (0,02 p.p.) do valor relativo das perdas técnicas globais da RND.

### **3.1.1.4 Eficiência Operacional**

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

A quota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No PDIRD-E 2020 dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

Este esforço é particularmente relevante para obter um maior controlo da rede, cuja complexidade deverá continuar a aumentar significativamente nos próximos anos, decorrente da Transição Energética e aumento da digitalização, e que se pretende gerir de forma eficiente.

#### **Monetização de Benefícios no vetor EO**

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores. cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020, o modelo de estimação das necessidades de investimento para este vetor foi atualizado com o investimento previsto neste Plano e com os índices estimados para o SAIFI MT e MAIFI MT, obtidos com o modelo de estimação desenvolvido para a QST

Os investimentos no vetor Eficiência Operacional têm como objetivo obter benefícios efetivos em termos do custo de operação da RND.

Os benefícios associados a este vetor traduzem-se em ganhos nos tempos de interrupção e em menores gastos com as equipas de manutenção. Assim, considerou-se que os ganhos de eficiência operacional se relacionam com a quantidade de elementos de automatização na rede.

A monetização dos benefícios decorrentes do investimento no vetor Eficiência Operacional incluiu duas componentes estimadas. A primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI. A segunda componente prende-se com os custos de manutenção (OPEX), relacionado linearmente com a evolução do telecomando na rede MT, ou seja, o benefício desta componente resulta do custo do OPEX/Cliente (em função dos pontos telecomandados), ao ser considerado ou não investimento no vetor Eficiência Operacional.

Na figura seguinte apresenta-se os resultados obtidos, verificando-se que este vetor se caracteriza por uma rápida monetização.



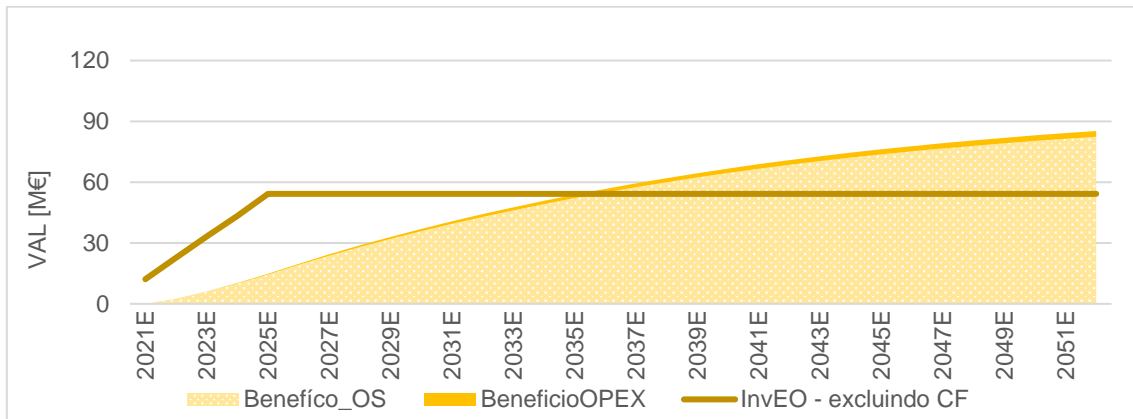


Figura 3.12: Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em Eficiência Operacional

Refere-se, no entanto, que a redução de investimento neste vetor quando comparado com o investimento recomendado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho) conduz a uma monetização mais tardia, assim como a um menor retorno de investimento no final do período de estudo (30 anos).

Como índice complementar, calculou-se as emissões de CO<sub>2</sub>, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento no vetor. No entanto, optou-se por não monetizar as emissões de CO<sub>2</sub>, uma vez que a penalização paga é residual quando comparada com os restantes montantes dos benefícios analisados.

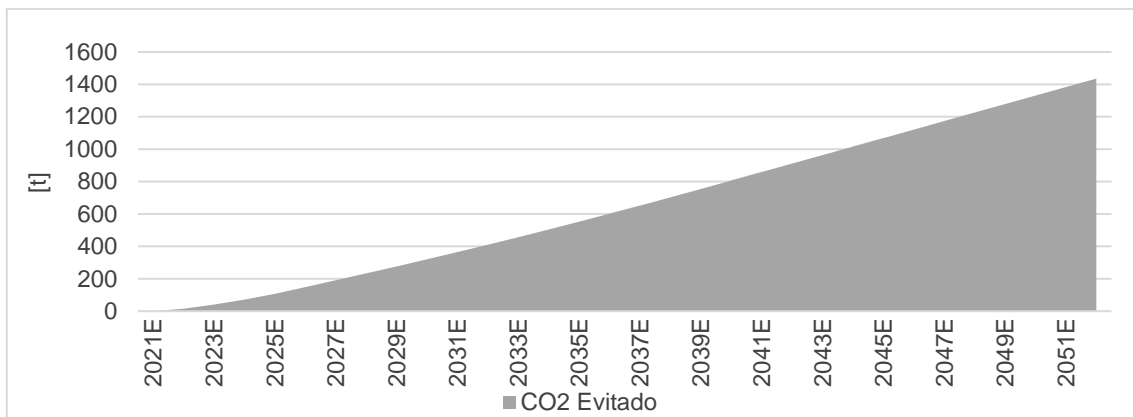


Figura 3.13: Emissões de CO<sub>2</sub> evitadas decorrentes do investimento em Eficiência Operacional

Finalmente, no âmbito do vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (68,3 M€ no período 2021-2025), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,9%/ano nos anos de investimento do PDIRD-E, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

### Investimento previsto no vetor EO

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, Programa de Investimento Corrente Urgente, Beneficiações Extraordinárias e Outros), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

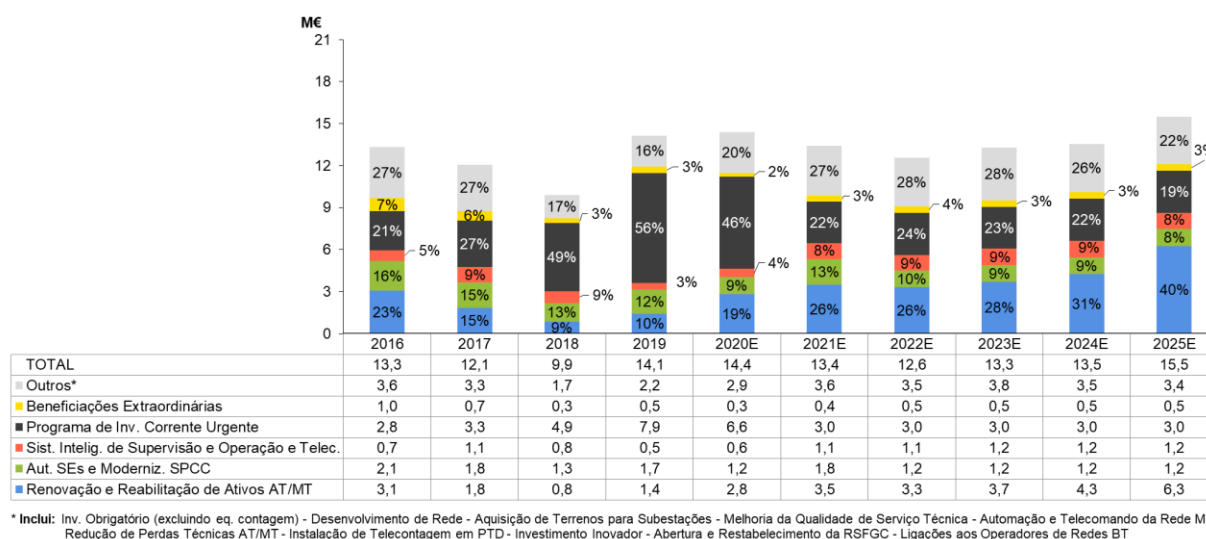


Figura 3.14: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025

O investimento previsto no vetor Eficiência Operacional na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 68,3 M€ (-18,1 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 13,7 M€/ano.

O contributo dos vários programas para este vetor está essencialmente relacionado com a automação e a modernização dos sistemas em subestações, com a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, e com a substituição ou beneficiação dos elementos de rede, permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Salienta-se o aumento da contribuição do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT para este vetor, devido ao incremento da verba que se prevê para o mesmo no período deste Plano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta final de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é tolerável a moderado.

### 3.1.1.5 Acesso a Novos Serviços

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

Os benefícios resultantes do investimento neste vetor estão diretamente relacionados com a instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como sistemas de gestão, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede, efetuar processamento e exercer ações de controlo locais. Assim, os novos serviços não dependem apenas da instalação de dispositivos inteligentes, mas também da implementação de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O investimento neste vetor contribuirá para o aumento do nível de monitorização da rede e permitirá o aparecimento de novos serviços que, expectavelmente, induzirão alterações nos consumos, contribuindo para uma gestão mais eficiente e otimizada dos mesmos e impactando na evolução da procura e da ponta na rede, o que por sua vez, poderá induzir em custos evitados pelo adiamento de outros investimentos (por exemplo, no reforço da rede).

Tal deverá permitir, entre outros:

- menor manutenção e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- contribuição para o estabelecimento de mercados de energia locais;
- contribuição para estimação de perdas técnicas;
- contribuição para identificação de anomalias de consumo / fraudes;
- exploração de unidades de armazenamento;
- localização de defeitos;
- maior consciencialização dos consumidores sobre os seus consumos;
- etc.

Os desafios atuais do setor impõem uma resposta adequada do ORD, que viabilize a Transição Energética esperada e acompanhe a crescente dependência da economia na Rede Elétrica de Distribuição. Nesse sentido, é inevitável o aumento de investimento neste vetor, para o qual contribuem os programas e respetivos projetos que satisfazem diretamente os novos requisitos previstos para a rede.

### Monetização de Benefícios

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020, o modelo de estimação das necessidades de investimento para este vetor foi atualizado com o investimento previsto neste Plano e tendo em conta os cenários de evolução de consumos do estudo revisto de previsão da procura de eletricidade 2020-2027 realizado pela E-REDES (Anexo A).

O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos no vetor Acesso a Novos Serviços (ANS), baseia-se no pressuposto de que estes novos serviços induzirão alterações nos consumos, reduzindo a procura (e a ponta), podendo resultar em custos evitados pelo adiamento de investimentos em segurança de abastecimento.

Assim, a monetização dos investimentos neste vetor teve por base o custo com a END, conseqüente da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, semelhante ao realizado no vetor de Segurança de Abastecimento. O benefício calculado resulta da diferença de custos com o aumento da capacidade de monitorização da rede derivado do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços.

A Figura 3.15 apresenta o benefício a longo prazo (30 anos), estimado para o cenário central de consumos, bem como os custos associados ao investimento neste vetor, concluindo-se que os potenciais benefícios ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano 2021-2025.

No entanto, a revisão em baixa das previsões de evolução de consumos conduz a uma monetização mais tardia do investimento. Por outro lado, a redução de investimento neste vetor conduz, no final do período de estudo (30 anos), a um menor retorno de investimento quando comparado com o investimento recomendado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho).

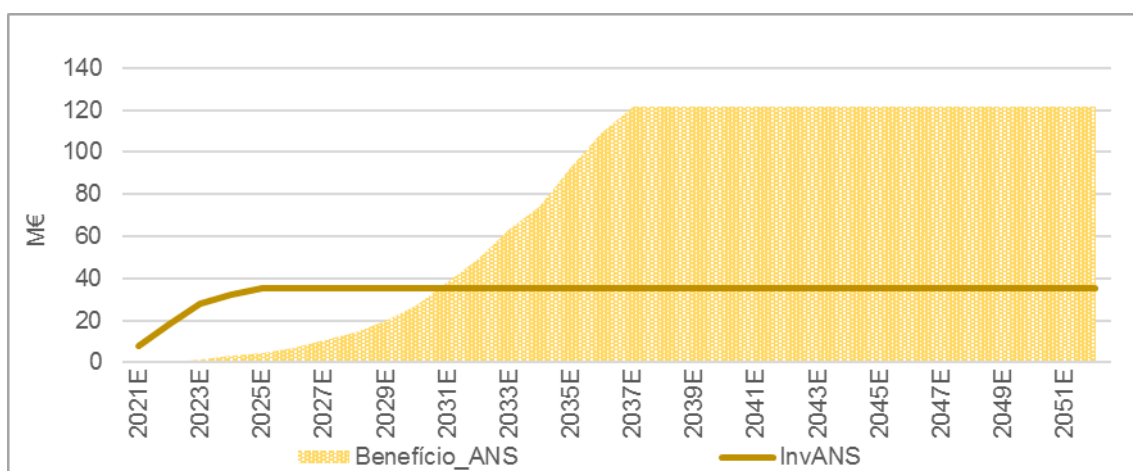


Figura 3.15: Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este vetor (Investimento Inovador e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), é apresentada na Figura 3.16). Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano Proposto.

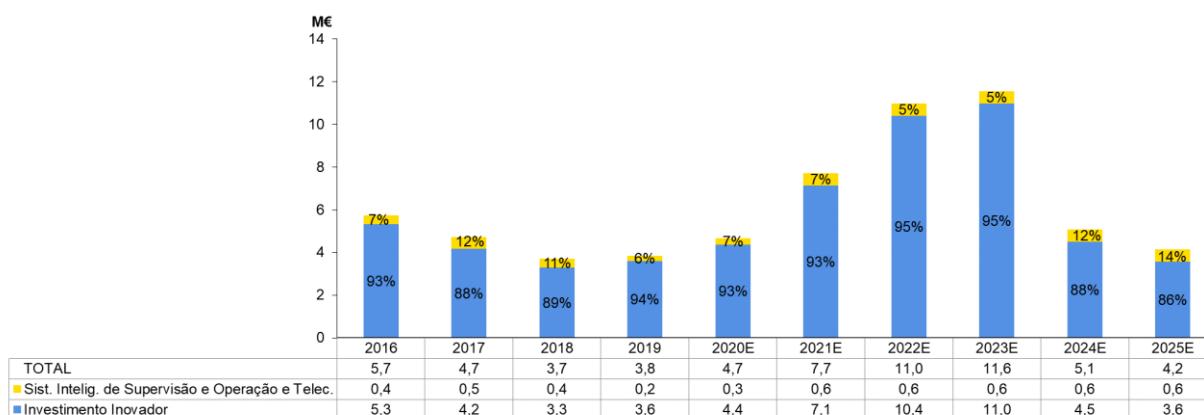


Figura 3.16: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025

Nota: No ano de 2016 realizou-se, ainda, investimento associado ao programa de investimento "Instalação de Telecontagem em PTD" (concluído nesse ano) que, sendo de valor muito reduzido (apenas 0,1 M€), não foi individualizado.

O investimento previsto no vetor Acesso a Novos Serviços na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 39,5 M€ (+10,8 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 7,9 M€/ano.

Este aumento face à versão de julho do PDIRD-E 2020 deve-se ao reforço de investimento realizado no Programa de Investimento Inovador, com objetivo de acelerar a componente de inteligência de rede com a conclusão antecipada do *roll-out* de DTC em 2024 (antecipação de dois anos) e dar resposta à necessidade de renovação destes ativos que irão atingir o fim de vida na fase final do plano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 e apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 7 conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

### 3.1.1.6 Outros Investimentos

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica designada por "Outros".

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório – Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a E-REDES tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas no âmbito da proteção da avifauna;
- Enterramento de linhas aéreas.

Para este último ponto existe um subprograma específico, designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tinha como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT. A ficha respetiva é apresentada no Anexo C.

Mantém-se, ainda, a preocupação acrescida com a abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, prevendo-se a manutenção de verba em relação ao PDIRD-E anterior, decorrente do aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A evolução do investimento na rubrica “Outros”, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, apresenta-se na

Figura 3.17.

Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

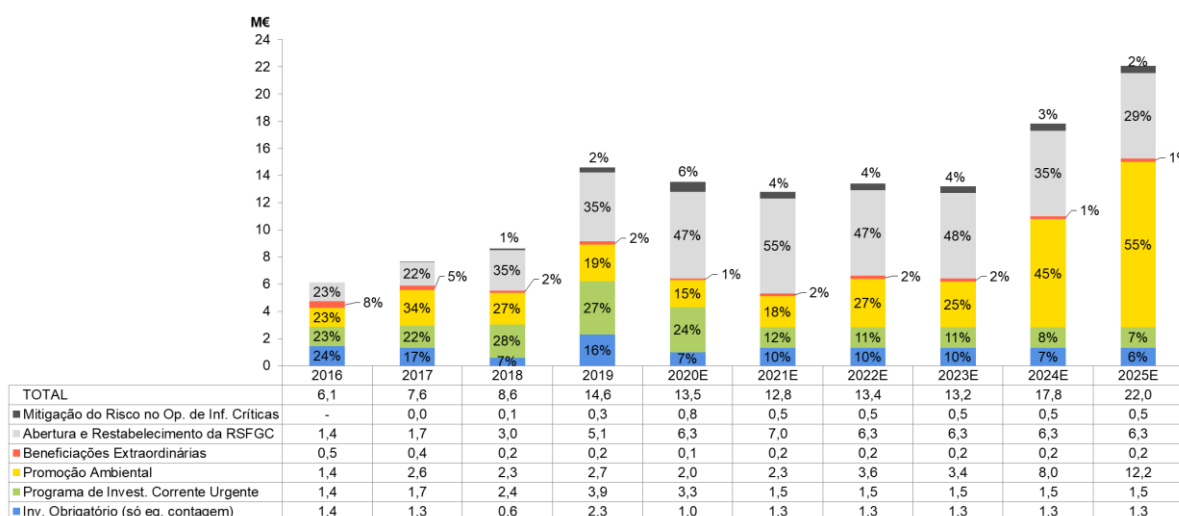


Figura 3.17: Investimento na rubrica “Outros” 2016-2025

Na rubrica Outros Investimentos o valor previsto na proposta final de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 79,2 M€ (-8,9 M€ comparativamente com a proposta inicial), que corresponde a um investimento médio anual de 15,8 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento para todos os programas.

## **3.1.2 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO**

### **3.1.2.1 Descrição dos Programas de Investimento**

Segue-se a descrição de cada um dos programas de investimento de iniciativa da empresa, bem como do respetivo âmbito. A contribuição dos programas de investimento para cada Vetor de Investimento consta da Tabela 3.1 (capítulo 3.1.1).

#### **Desenvolvimento de Rede**

Este programa abrange os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Integra os projetos que suportam a expansão da RND. Esses projetos dão resposta a situações em que se identifique uma elevada utilização dos componentes que integram a RND, ou em que essas elevadas utilizações sejam previsíveis a curto ou médio prazo, face ao crescimento de consumos e potências de ponta expectáveis nessas regiões. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a diminuir as perdas técnicas e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para a RND.

Estão aqui incluídos os projetos relacionados com a ligação da RND aos novos injetores MAT/AT, com a ligação de centros eletroprodutores à RND, com a ligação de instalações consumidoras que pela sua dimensão obrigam à construção de uma subestação AT/MT nas suas proximidades, sempre que os projetos não sejam classificados como investimento obrigatório, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas. Inclui-se, também, os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga.

Os projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, quantificando os custos e os benefícios em redução da energia de perdas e da END. Os projetos são hierarquizados pelo seu mérito económico (expresso nas grandezas já referidas no capítulo 2.1.3) e pelo seu mérito técnico (em que se avalia a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo), presidindo estes critérios à seleção dos que serão implementados e considerando, também, o risco associado à sua não concretização.

Neste programa foi considerado um reforço de verba relativamente ao previsto no PDIRD-E 2018, para repor a capacidade de receção da RND decorrente do aumento significativo de ligações de produtores e, conseqüentemente, do esgotamento da capacidade de receção em muitas zonas da rede, bem como para dar continuidade ao plano de reserva operacional de transformadores AT/MT, após revisão das necessidades. Estes subprogramas apresentam-se mais em detalhe na descrição do vetor Segurança de Abastecimento, no capítulo 3.1.1.1.

#### **Aquisição de Terrenos para Subestações**

No presente Plano, e conforme já referido no capítulo 3.1.1, a aquisição de terrenos para novas subestações passa a estar incorporada no programa de investimento do projeto de construção da subestação, deixando a partir do ano de 2021 de se considerar a existência deste programa de investimento.

#### **Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica**

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica integra um conjunto de projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a manutenção e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica e redução das assimetrias entre regiões.

No âmbito deste programa neste Plano, os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos especificamente orientados para a reserva no abastecimento às sedes de concelho, para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa, e para a melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior QST, apresentando-se descritos em mais pormenor no Anexo C.

Este programa engloba, ainda, investimentos associados a zonas em que, de forma global, a qualidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, procurando que esta não se degrade.

### **Automação e Telecomando de Rede MT**

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a melhoria da QST da RND. Adicionalmente, contribui também para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT. O seu contributo ao nível dos vetores é assim praticamente todo direcionado para o vetor Melhora da Qualidade de Serviço, influenciando também, mas em menor escala, a Eficiência Operacional.

Integra projetos de instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e de motorização e telecomando de postos de transformação (PT), os quais são submetidos a uma avaliação económica que permite auxiliar na tomada de decisão de seleção dos projetos analisados.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Tendo em vista a melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT e a racionalidade técnico-económica, mantêm-se os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão aérea em secções de 31MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3,5MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas.

Sem prejuízo dos critérios estabelecidos, sempre que possível, a seleção do local de instalação de um novo ponto telecomandado deve ter em consideração a existência na proximidade de clientes considerados prioritários pelo Regulamento de Qualidade de Serviço (artigo 63º) para os quais uma interrupção de energia terá grande impacto.

Na rede aérea são utilizados OCR3, equipamento que para além das funções de telecomando que permitem isolar os defeitos que possam ocorrer, com recurso a automatismos existentes nas saídas das subestações, tem funções de proteção e de automatismos de religação e reconfiguração da rede programáveis, que lhes permite isolar os defeitos autonomamente, sem recurso às proteções das saídas das subestações, o que limita o impacto das falhas.

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Na presente proposta de PDIRD-E 2020, dá-se continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

No Anexo C encontra-se mais detalhada a ficha respetiva (Ficha n.º 6).



## Promoção Ambiental

Os Planos de Promoção de Desenvolvimento Ambiental (PPDA) de iniciativa da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tiveram início em 2002 e foram extintos por esta Entidade após a conclusão do último programa que decorreu entre 2009-2011.

Reconhecendo a importância de integração das condicionantes ambientais para um desenvolvimento económico e social sustentável, a E-REDES manteve a implementação de iniciativas voluntárias com mérito ambiental.

Neste âmbito, têm vindo a ser implementadas uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental inseridas no programa de Promoção Ambiental, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Assim, para além das medidas:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas e recolocação de ninhos no âmbito da proteção da avifauna

que neste plano se mantêm, está incluído também neste programa de investimento, o subprograma “Integração Paisagística de Redes Aéreas”.

Este subprograma tinha como objetivo em anteriores edições do PDIRD-E a integração paisagística de redes aéreas MT, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT.

No Anexo C encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha n.º 7).

## Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas

Este programa inclui dois subprogramas relacionados com a mitigação do risco no operador de infraestruturas críticas, em continuidade ao apresentado no PDIRD-E 2018:

- Fixação Anti-Sísmica de TP;
- Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT.

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a E-REDES como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a E-REDES, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a E-REDES no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos

Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Os projetos que integram o programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas decorrem da análise de risco realizada nos planos de segurança efetuados para as Infraestruturas Críticas Nacionais e da análise aos ativos da E-REDES em zonas de suscetibilidade aos perigos identificados na Avaliação Nacional de Risco, sendo estes projetos hierarquizados pelo mérito na mitigação da concretização dos riscos.

### **Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

O principal objetivo do programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo é melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de hardware e software dos SPCC e sistemas de proteções de linha AT e MT. No caso das URTA, a E-REDES tem vindo a optar por substituir por SPCC visto que é uma solução mais completa e integrada.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

### **Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

O programa de Sistemas Inteligentes de Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade (tempo disponível para o operador, máquinas em operação), da operacionalidade e da eficácia. Permite garantir a adequação tecnológica e promover a sua homogeneização.

É de realçar o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente o suporte:

- ao elevado número de pontos telecomandados existentes e previstos instalar na rede MT;
- à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede;
- às operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração);
- à coordenação mais eficiente das equipas no terreno, com mais informação e mais centralizada.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado.

O programa contribui também para a diminuição do risco associado à eventual falha nos sistemas de segurança, assegurando que o desempenho dos sistemas se mantém dentro dos respetivos valores

de referência. Contribui, ainda, para o aumento da eficiência operacional da RND, quer pela diminuição do número de intervenções humanas na rede (automação, OCR) quer pela diminuição do tempo de decisão (fruto do maior conhecimento do estado da rede).

Destaca-se adicionalmente a contribuição deste programa para a resposta às crescentes exigências ao nível da cibersegurança, resultantes de uma maior digitalização da rede elétrica e uma maior exposição aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético.

Os subprogramas que constituem este programa de investimento encontram-se descritos no Anexo C.

### **Redução de Perdas Técnicas AT/MT**

Este programa pretende melhorar os níveis de perdas na RND mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica. Incidirá, principalmente no estabelecimento de novas redes e subestações bem como em reforços de rede, aumentando assim a sua eficiência e contribuindo simultaneamente para a melhoria da qualidade de serviço.

Apesar de os valores globais de perdas na RND estarem em níveis considerados adequados, continuam a justificar-se alguns investimentos específicos neste âmbito, com um benefício em redução de energia de perdas superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

### **Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

Os ativos da rede apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável, leva-nos a considerar a necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação).

Um ativo, independentemente da sua idade, poderá ter índices de indisponibilidade elevados quando comparado com ativos semelhantes. Nesta situação, é possível proceder-se a uma análise económica dos benefícios subjacentes à sua substituição e a intervenção é avaliada no âmbito do programa de Desenvolvimento de Rede.

No entanto, existem ativos com muitos anos de serviço em que é expectável que as suas condições de funcionamento se venham a degradar, caso se mantenham em exploração, constituindo um elemento de risco na operação da RND. Torna-se, pois, necessário promover a renovação de ativos em fim de vida útil.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT visa, através de uma análise criteriosa dos riscos associados e avaliados através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND.

Prevê-se para os próximos anos um aumento muito significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento das infraestruturas da rede (nomeadamente, considerando que o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), e de modo a garantir a sua fiabilidade.

Neste PDIRD-E 2020, dá-se continuidade aos subprogramas do PDIRD-E 2018, e são criados dois novos subprogramas (descritos no Anexo C), decorrentes de um volume significativo de necessidades identificadas nesses âmbitos:

- Renovação de Disjuntores AT/MT
- Renovação de Transformadores AT/MT

## Beneficiações Extraordinárias

Uma ação de beneficiação extraordinária é motivada pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, visando essa intervenção repor a condição técnica do mesmo no ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um envelhecimento/degradação precoce. A não salvaguarda desta situação poderá levar à perda total do ativo com impactos financeiros relevantes.

Assim, as ações de beneficiação extraordinária são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

As intervenções a realizar ao abrigo do programa Beneficiações Extraordinárias configuram os seguintes três tipos de investimento:

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

Assim, uma ação de beneficiação extraordinária poderá aumentar ou não a vida útil expectável do ativo intervencionado.

Os projetos de investimento incluídos no programa Beneficiações Extraordinárias dão resposta a estas necessidades.

## Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível

O Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pela Lei n.º 76/2017, de 17 de agosto obriga à criação de redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), nomeadamente as que se desenvolvem sob as linhas de distribuição de energia elétrica de alta tensão (AT) e de média tensão (MT) identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Concretizando, no seu art.º 15.º é referido que nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 metros (linhas AT) ou 7 metros (linhas MT), para cada um dos lados.

O programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível destina-se a assegurar a constituição e reposição das faixas de gestão de combustível conforme estabelecido na referida legislação. Tendo em consideração a especificidade das RSFGC, as mesmas têm apresentado um ciclo de vida de 4 anos.

## **Ligações aos Operadores de Redes BT**

Este programa visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT e a remodelação de PS associado a PT existentes.

O volume de investimento previsto, atualizado para o PDIRD-E 2020, resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT. A identificação dos projetos individuais incluídos no programa é realizada em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

Os projetos no âmbito deste programa são selecionados no ano anterior à realização, de entre uma carteira de projetos previamente identificados e de acordo com as necessidades correntes. Como tal, tendo por base as obras realizadas em anos anteriores, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

## **Programa de Investimento Corrente Urgente**

Trata-se de um programa que visa dar resposta a problemas que venham a ser identificados nas redes que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e cuja solução definitiva obriga a novos investimentos.

Devido às características deste programa, os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência. Assim, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa, tendo sido atualizada a estimativa para o PDIRD-E 2020.

## **Investimento Inovador**

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a evolução da rede para uma rede inteligente.

No Investimento Inovador são incluídos projetos classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado (esse risco pode derivar de ser uma tecnologia nova, ou por serem projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da E-REDES) e que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada).

Foram definidas 3 áreas de investimento e assim classificados os projetos: a) componentes avançados; b) monitorização e sensorização da rede; c) inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Na alocação de recursos neste Plano, a investimentos do tipo inovador, procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

No âmbito deste programa destaca-se o projeto “Instalação de DTC em postos de transformação”, pela sua elevada relevância para a E-REDES no âmbito das redes inteligentes.

### 3.1.2.2 Drivers para Atribuição dos Programas de Investimento aos Projetos

Os programas de investimento (específico) agregam projetos que visam contribuir para o mesmo objetivo estratégico.

Por seu lado, os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa.

A decisão de alocar um projeto a um determinado programa no Plano considera a sua motivação principal, no momento da análise, relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. A motivação do projeto é classificada através de um mobilizador, que designamos por *driver*.

Assim, para a classificação do programa de investimento a atribuir a um projeto de investimento atende-se a 5 (cinco) *drivers*:

- Padrões de Segurança
- Perdas Técnicas na Rede
- Qualidade de Serviço Técnica
- Condição e Desempenho dos Ativos
- Rede Inteligente

#### Padrões de Segurança

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Garantir os consumos previstos para a zona em estudo em condições técnicas e regulamentares e atendendo aos cenários de previsão de procura, assegurando que os equipamentos e materiais instalados nas redes não ultrapassam os seus valores nominais ou as suas características em regime normal de funcionamento.
- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores.
- Assegurar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, garantindo a coerência entre as suas ligações.
- Garantir a qualidade de energia elétrica fornecida, em conformidade com o disposto no RQS em vigor e recomendações da NP EN 50160.
- Garantir a alimentação às capitais de distrito (Zonas A), no caso de falha total de uma subestação AT/MT.
- Assegurar a reserva a grandes blocos de carga, de forma a não causar perturbações significativas na operação do SEN.

#### Perdas Técnicas na Rede

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Melhorar o nível de perdas técnicas AT/MT da rede nacional de distribuição.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Eficiência da Rede.

### **Qualidade de Serviço Técnica**

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar o cumprimento dos padrões de QST da rede nacional de distribuição nos termos do RQS em vigor e tendo em atenção as zonas de qualidade de serviço definidas.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica.
- Melhorar o desempenho da rede e os indicadores gerais de QST.
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- Aumentar a resiliência das redes aéreas localizadas em zonas de maior risco e sujeitas a condições atmosféricas adversas.
- Incrementar o estabelecimento de redes em subterrâneo (em detrimento de aéreo) por forma a reduzir o risco ambiental minimizando as interrupções resultantes de eventos climáticos extremos, como incêndios florestais e temporais.
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.
- Reduzir o número e duração das interrupções de energia elétrica, através da instalação de equipamentos de telecomando na rede e da modernização de instalações e upgrade de funções de automação, proteção, comando e controlo.
- Garantir o alinhamento com a estratégia definida no âmbito de subprogramas especificamente orientados para os objetivos de melhoria da QST (e.g. Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho).

### **Condição e Desempenho dos Ativos**

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar níveis adequados de fiabilidade e o funcionamento adequado dos ativos em exploração na RND.
- Renovar e reabilitar ativos em mau estado de conservação, aferido pelo seu índice de saúde e de criticidade.
- Substituir ativos tecnicamente inadequados ou em fim de vida útil da RND.
- Alinhar os investimentos com as necessidades estimadas de renovação e reabilitação por classes de ativos.
- Garantir que o ativo cumpre as suas funções durante o período de vida útil que lhe é esperado.
- Assegurar a resolução de problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma resolução urgente.

## Rede Inteligente

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de telegestão, supervisão e operação da rede.
- Melhorar a resiliência dos sistemas, aumentando a sua disponibilidade, operacionalidade e eficácia.
- Promover a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede.
- Desenvolver a segurança cibernética.
- Potenciar a utilização de tecnologias inovadoras na RND, nas áreas de sensorização e monitorização, automação e telegestão, comunicações e cibersegurança e processamento e análise de dados.

Finalmente, existem alguns projetos que, não sendo diretamente motivados pelos 5 drivers anteriormente descritos, são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. projetos que visam cumprir imposições regulamentares e obrigações legais ou a política ambiental da empresa).

A matriz de influência dos drivers dos projetos para os programas de investimento é apresentada na tabela seguinte.

Tabela 3.8: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento

Programa de Investimento	Padrões de Segurança	Qualidade de Serviço Técnica	Perdas Técnicas na Rede	Condição e Desempenho dos Ativos	Rede Inteligente	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	x					
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						x
Desenvolvimento de Rede	x					
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		x				
Automação e Telecomando da Rede MT		x				
Promoção Ambiental						x
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						x
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		x				
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações					x	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT			x			
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT				x		
Beneficiações Extraordinárias				x		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC						x
Ligações aos Operadores de Redes BT	x					
Programa de Investimento Corrente Urgente				x		
Investimento Inovador					x	



## 3.2 RENOVAÇÃO DE ATIVOS

### 3.2.1 DESCRIÇÃO GERAL

Uma renovação adequada dos ativos de distribuição permite manter os níveis de fiabilidade da rede de distribuição, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada atinge os 33% do total da base de ativos específica (valores de 2018). Destacam-se os ativos de subestações, pela sua importância, em que 40% do total se encontra completamente amortizado.

A E-REDES procede à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND – com destaque para os TP AT/MT, onde avalia ainda a respetiva probabilidade de falha no ano N e vida útil restante estimada.

Da avaliação da condição e criticidade dos ativos resulta a identificação de necessidades de renovação individual de ativos. Ao nível mais estratégico, a E-REDES procede à identificação da idade atual dos ativos em serviço na RND e da sua evolução esperada ao longo do período de vigência do PDIRD-E. As necessidades de investimento de renovação e reabilitação são assim resumidas no documento “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”, cujo sumário executivo se anexa ao PDIRD-E (Anexo H.4).

Ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo no início da década de 1980, associado à eletrificação rural do território. Os ativos então constituídos irão ultrapassar os 40 anos durante o período de vigência do PDIRD-E. Existem, ainda, diversos ativos cuja data de construção é anterior a esse período. Adivinha-se, como resultado, a necessidade de acelerar o esforço de renovação de ativos em fim de vida, garantindo a renovação dos ativos de forma sustentável.

A título de exemplo, a Figura 3.18 apresenta o histograma do ano de construção dos TP AT/MT em serviço na RND. A idade média destes TP AT/MT é de cerca de 31 anos, subsistindo 124 TP cuja construção é anterior a 1975. Fica evidenciada a expansão ocorrida durante a primeira metade da década de 1980, no que diz respeito a estes ativos.

De acordo com o modelo de estimativa da vida útil restante dos TP AT/MT (PATH, apresentado no PDIRD-E 2018 e atualizado para este Plano (Anexo H.5), espera-se que 30 TP AT/MT atinjam o final da sua vida ao longo do período 2021-2025 (a que se poderá juntar mais um conjunto de 5 TP AT/MT cujo fim de vida útil é esperado para o presente ano; ou seja, existe um conjunto de 35 TP AT/MT cujo fim de vida é esperado até 2025). O número poderá ser maior, uma vez que o modelo não captura falhas associadas à regulação de tensão em carga nem falhas associadas a eventos externos. As necessidades de renovação deverão aumentar a partir dos últimos anos de vigência do PDIRD-E (18 destas falhas ocorrerão em 2024 ou 2025), mantendo-se essa tendência nos anos subsequentes.

Assim, para os anos de 2024 e 2025 deverá ser necessário um investimento de 8 M€ para a substituição de 18 TP AT/MT. Para o ano 2026 prevê-se a falha de 20 TP AT/MT, que nessa data deverão necessitar de uma substituição indispensável, implicando um investimento de 9 M€. Deste modo, caso não se proceda a um investimento faseado na substituição dos equipamentos, poder-se-á ter que equacionar um investimento urgente de 17 M€.

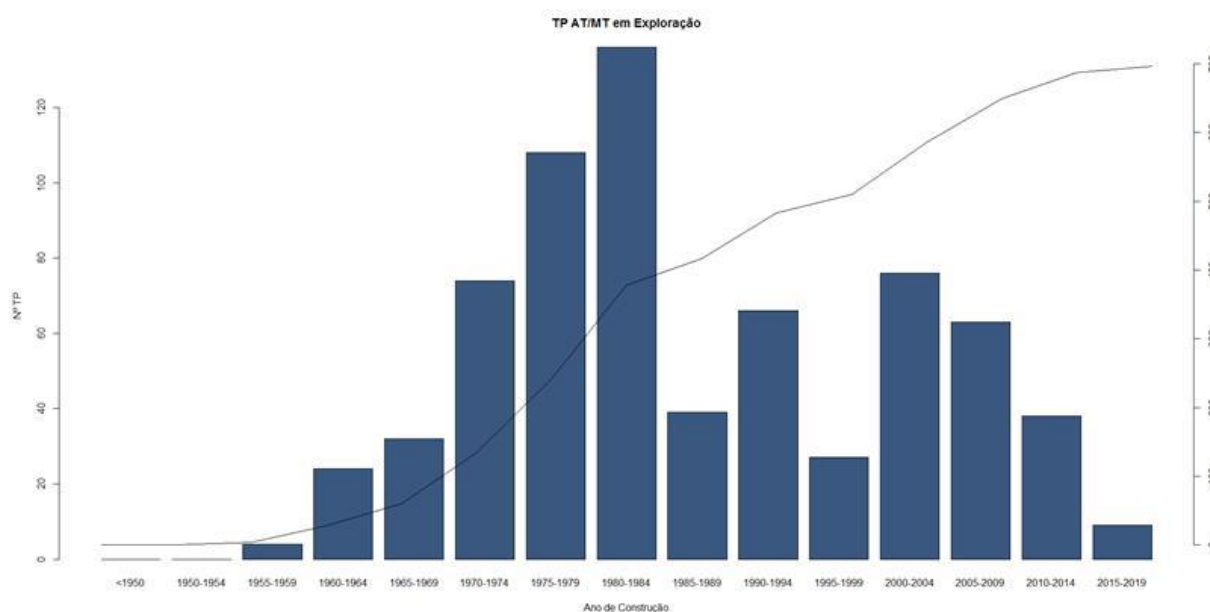


Figura 3.18: Ano de Construção dos TP AT/MT em Exploração

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da condição e numa maior probabilidade de falha. A não substituição de ativos em fim de vida útil irá, assim, resultar na ocorrência dessas falhas, originando a necessidade de proceder à renovação de ativos com carácter de urgência. A título ilustrativo, apresenta-se na Figura 3.19 uma curva relacionando a probabilidade de falha (PoF) com o índice de saúde (Health Score) dos ativos (fonte: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, uma metodologia de avaliação de risco de ativos de redes de distribuição usada pelos operadores de rede britânicos e reconhecida pelo regulador britânico (ofgem). A probabilidade de falha de um ativo apresenta um comportamento exponencial em função da sua condição, sendo que esta é influenciada pela idade, modificada por parâmetros relacionados com a utilização e condições de uso.

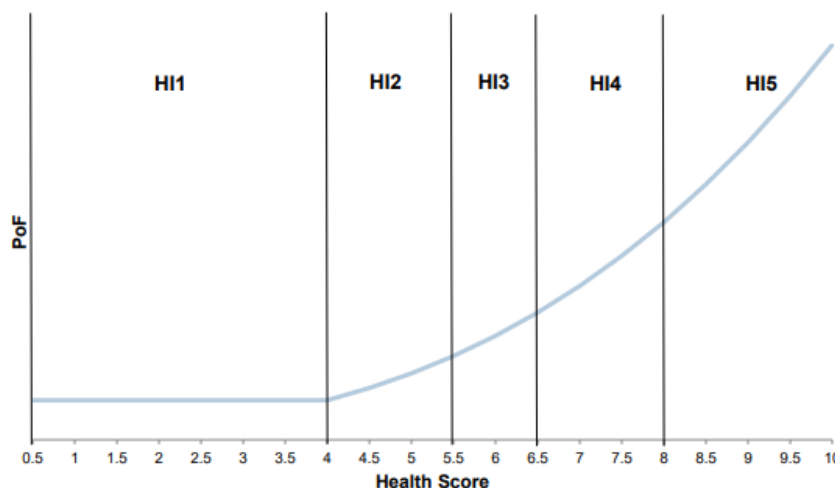


Figura 3.19: Ilustrativo – relação entre saúde e probabilidade de falha (fonte: “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY”)

As necessidades de renovação foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND, resumindo-se em seguida:

#### **a) Redes AT**

A idade média dos troços aéreos é de cerca de 27 anos, sendo a idade média dos troços subterrâneos de cerca de 19 anos. A rede AT apresenta um desempenho adequado sendo, contudo, de sublinhar que 11% da extensão de rede aérea é constituída por troços de construção anterior a 1970.

#### **b) Subestações AT/MT**

OS TP AT/MT apresentam uma idade média elevada. Ainda que se considere que poderão operar durante cerca de 50 anos, se a sua distribuição por ano de fabrico fosse uniforme, tal levaria a concluir pela necessidade de se substituir anualmente cerca de 14 TP AT/MT. No período de 2014 a 2018 foram adquiridos, em média, 5 TP AT/MT por ano. Subsistem 124 TP AT/MT que concluirão os 50 anos durante o período de vigência do PDIRD-E 2020.

A idade média dos disjuntores AT é de cerca de 24 anos e a dos disjuntores MT é de cerca de 19 anos. O investimento de renovação deverá permitir a substituição dos disjuntores existentes em instalações cuja potência de curto-circuito excede já o poder de corte dos disjuntores existentes. Também facilitará a progressiva renovação tecnológica, pela substituição gradual de disjuntores a óleo (cerca de 1/3 dos disjuntores AT e 6% dos disjuntores MT em serviço).

Os escalões de baterias de condensadores, ainda que constituam elementos pouco críticos na operação das subestações, apresentam já idades médias elevadas (18 anos, para um período de amortização de 15 anos), o que justifica a necessidade de acautelar a necessidade de proceder à sua renovação, ou de esperar um maior volume de falhas de equipamentos e consequente substituição urgente.

Os sistemas de neutro apresentam uma idade média de 19 anos, sendo um ativo que levanta poucas preocupações, não obstante subsistirem sistemas com mais de 40 anos de idade.

As baterias e alimentadores de corrente contínua são um ativo importante para garantir a fiabilidade de funcionamento das proteções das subestações e postos de corte. Apresentam uma idade média elevada (12 anos, com um período de amortização de 10 anos). A criticidade destes ativos justifica um cuidado especial na sua renovação. A E-REDES desenvolveu um modelo de avaliação da condição de baterias alcalinas (85 % das baterias em serviço) que permite identificar os projetos de renovação destas baterias com mais precisão. Deverão ser renovadas progressivamente as baterias ácidas ainda existentes.

As URT/SPCC apresentam uma idade média elevada (cerca de 12 anos, com um período de amortização de 8 anos). Subsistem 76 unidades com mais de 20 anos. São ativos sujeitos a evolução tecnológica, o que reforça a necessidade de substituição de ativos obsoletos – nomeadamente quando associados à necessidade de se cumprirem os requisitos dos códigos de rede<sup>14</sup>, relativamente recentes, no que diz respeito aos requisitos relativos às proteções de deslastre de frequência.

#### **c) Redes MT**

---

<sup>14</sup> Nomeadamente o Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. Os limiares de capacidade máxima relativos aos módulos geradores a considerar foram aprovados por intermédio do Despacho n.º 7/2018, de 24 de janeiro, da DGEG.

A idade estimada dos troços MT aéreos em serviço é de cerca de 23 anos, sendo a idade média estimada dos troços subterrâneos de cerca de 17 anos.

Subsistem diversas classes de condutores em redes MT aéreas que, pelas suas características e idade, são particularmente vulneráveis a fatores externos com impacto nas redes (com destaque para condutores de cobre com secções de 10 ou 16 mm<sup>2</sup>, ou de Alumínio-Aço com secções de 20 mm<sup>2</sup>). Devido à evolução das potências de curto-circuito das redes estes troços, frequentemente, não estão dimensionados para suportarem as correntes a que podem estar sujeitos. Foram identificadas essas situações, de renovação prioritária.

Ainda que a idade média dos cabos MT seja reduzida, existem cabos de construção antiga (290 km instalados até 1970). Verifica-se, adicionalmente, que uma primeira geração de cabos secos (LXHIOV e LEHIOV), instalados a partir dos anos 1980, apresentam vulnerabilidades ao nível da infiltração de água no isolamento, originando defeitos. Esse fenómeno tem-se revelado cada vez mais crítico, originando a necessidade de se proceder à remodelação de troços, bem como daqueles que apresentam reincidência de defeitos. No PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma que abrangia os concelhos de Lisboa e Loures, ao qual se dará continuidade neste Plano.

Assim, os investimentos associados à renovação de ativos serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para esta categoria, tendo em conta o âmbito dos mesmos. Podem considerar-se como investimentos contribuindo para a renovação de ativos programas apresentados na Tabela 3.9., de entre os previstos neste Plano, incluindo estimativa do volume desses programas associado à renovação de ativos.

Tabela 3.9. Contributo dos Programas de Investimento para Renovação da RND

Programa de investimento		% investimento para renovação RND
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)		42%
Investimento Estruturante	Desenvolvimento de Rede	15%
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	50%
	Automação e Telecomando da Rede MT	40%
	Promoção Ambiental	90%
	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	90%
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	16%
Investimento Corrente	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	100%
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	50%
	Beneficiações Extraordinárias	100%
	Programa de Investimento Corrente Urgente	90%

### 3.2.2 INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

O Investimento proposto no PDIRD-E 2020, teve como objetivo seguir os pressupostos do estudo “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT” (Anexo H.4). A redução dos valores de investimento considerada nesta proposta final do PDIRD-E 2020, consequência das recomendações da ERSE à proposta inicial (versão julho), impactou de forma significativa este pilar de investimento, diminuindo o conjunto de projetos a executar neste âmbito no período do Plano.

Da base de ativos analisada, garante-se que a renovação dos ativos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia de avaliação da condição e risco descrita no capítulo 2.1.4., se inicia dentro do período do Plano, terminando alguns projetos já depois de 2025.

Foi contemplada a substituição de 26 transformadores de potência AT/MT (ao invés dos 45 considerados na proposta inicial). Estes transformadores AT/MT têm fim de vida útil expectável até ao final de 2025. É, assim, adiada para fora do período do Plano a substituição de 9 TPs cujo fim de vida útil expectável termina em 2025 e dos 20 TPs cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2026, nenhum se prevê substituir durante o período do Plano.

Ainda ao nível das subestações, o investimento previsto nesta proposta final do PDIRD-E 2020 contempla a substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua, mantendo-se a idade média destes ativos (12 anos; acima da vida útil esperada) não sendo, assim, previsto o seu rejuvenescimento.

O investimento previsto na proposta final do Plano para a rede MT não garante a eliminação de todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (cenário Icc 1,5s) e a substituição de todos os troços de rede com condutores em cobre de secção 10 e 16 mm<sup>2</sup> e alumínio-aço 20mm<sup>2</sup>.

Relativamente à rede MT subterrânea, não se prevê expandir o subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias”, mantendo-se nas áreas geográficas de Lisboa e Loures.

O montante global previsto em renovação de ativos no período 2021-2025 totaliza 300 M€ (-92 M€ comparativamente com a proposta inicial) nesta proposta final do PDIRD-E 2020, distribuídos pelo conjunto de programas que para tal contribuem conforme se apresenta na Tabela 3.10.

Tabela 3.10. Investimento em renovação de ativos (M€) – PDIRD-E 2020

Programa de investimento	2021	2022	2023	2024-2025	Total
					2021-2025
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	7,4	7,6	7,5	15,1	37,6
Desenvolvimento de Rede	1,7	1,5	2,4	4,8	10,4
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	6,9	5,4	5,4	10,8	28,5
Automação e Telecomando da Rede MT	2,0	1,8	1,8	4,0	9,6
Promoção Ambiental	2,1	3,2	3,0	18,1	26,5
Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	5,4	3,6	3,6	7,2	19,8
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,2	0,2	0,2	0,3	0,9
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	17,5	16,5	18,4	52,6	105,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	5,0	4,5	4,5	9,0	23,0
Beneficiações Extraordinárias	1,0	1,2	1,2	2,3	5,6
Programa de Investimento Corrente Urgente	6,8	6,8	6,8	13,5	33,8
<b>Total investimento de renovação</b>	<b>55,9</b>	<b>52,2</b>	<b>54,7</b>	<b>137,7</b>	<b>300,5</b>

## 3.3 RESILIÊNCIA DA REDE

### 3.3.1 DESCRIÇÃO GERAL

A energia elétrica constitui o setor mais crítico considerando a dependência/ interdependência de outros setores como os transportes, água, serviços de emergência, telecomunicações. A dependência da rede elétrica é uma interdependência essencial mas, também, uma vulnerabilidade de todas as infraestruturas críticas, sendo por isso imperativo para o ORD a tendência de ampliar, dirigir e promover a prática da resiliência de forma transversal na gestão da infraestrutura de rede e no exercício dos serviços que materializam a sua missão.

A E-REDES tem vindo a integrar a resiliência nas suas operações e nos ativos principais de negócio, demonstrada com maior ênfase, desde 2015, pela certificação do Sistema de Gestão de Continuidade do Negócio na norma ISO 22301:2012 e, mais recentemente, pela abordagem estratégica à cibersegurança, que inclui a certificação do Sistema de Gestão de segurança da Informação na norma ISO 27001.

Face aos desafios de mudança que englobam a transição energética, impactada pelo clima, com a crescente eletrificação e digitalização da economia e suportada pelo enquadramento de aceleração das políticas europeias e nacionais (PNEC 2030), torna-se necessário reforçar a perspetiva de abordagem à resiliência da rede.

As recomendações internacionais para incorporar a resiliência podem ser resumidas em três áreas principais:

1. Diagnóstico e conceção – é essencialmente uma contínua, completa e atualizada avaliação de vulnerabilidades dos ativos e operações e uma clara compreensão do impacto dos riscos sistémicos (multiriscos) para os ativos críticos, por forma a assegurar a sua proteção face a interrupções futuras. O entendimento da linha de base do risco pode ser usado para diagnosticar problemas e prescrever soluções focadas na resiliência.
2. Planear e implementar – integrar medidas de adaptação no planeamento e efetuar uma análise custo-benefício onde seja possível identificar e materializar os riscos internos e externos.
3. Operar e manter – é essencial prover de recursos e dos orçamentos necessários para operar e manter os ativos, sendo essencial acautelar a sua mobilização, quer financeiros quer humanos (internos ou parceiros de negócio) para assegurar a resiliência.

Torna-se, assim, imperativo que o setor elétrico implemente e mantenha mais medidas de resiliência, necessárias para reduzir riscos sistémicos (futuros) e minimizar as perdas de infraestrutura e de serviços.

A abordagem comum ou mais tradicional à resiliência está, normalmente, alinhada com a fiabilidade e segurança do setor.

Recentemente existem outras abordagens das *utilities* à resiliência, considerando um contexto mais amplo que incluiu a proteção dos ativos, a segurança, o envolvimento da comunidade e os impactos operacionais.

Assim, genericamente pode considerar-se que a resiliência da rede elétrica é focada em três elementos - prevenção, recuperação e capacidade de sobrevivência – e relacionando-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto.

Neste campo, os incêndios florestais e os temporais (eventos climáticos extremos) ou os ataques cibernéticos (crescentes com o aumento da digitalização) têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos riscos e resiliência das comunidades, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.

Assim, a prática da resiliência é mais do que apenas o fornecimento de uma fonte segura e contínua de energia e, neste sentido, vai para além do conceito mais específico da qualidade de serviço no ORD.

A E-REDES continuará a analisar e desenvolver este tema, alinhando com as melhores práticas e soluções de inovação, de modo a tê-las em conta nas decisões de planeamento e investimento a incorporar em futuros PDIRD-E.

No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, para além do que mais se relaciona com a qualidade de serviço técnica e com a renovação de ativos (capítulos 3.1.1.2 e 0), comporta ainda 2 tópicos a que se dá a seguir o devido destaque, nomeadamente tendo em consideração o impacto estratégico e o aumento do investimento respetivo previsto neste Plano.

### **Gestão da Vegetação – impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo**

Em Portugal a área ocupada por floresta corresponde a cerca de 60% do território, pelo que uma grande percentagem de rede aérea AT/MT cruza zona florestal. Dos 83.000 km de rede de Alta (AT) e Média Tensão (MT), cerca de 68.000 km são em traçado aéreo e destes, 28.600 km estão estabelecidos em zona florestal

Como operador da rede de distribuição, a E-REDES obriga-se a manter e a gerir estes ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica.

A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de segurança, aplicável a cada nível de tensão, reduzindo a periodicidade das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e pelas condicionantes de desenvolvimento urbano.

No caso da AT e MT, do sobrevoo de helicóptero resultam relatórios baseados nas leituras por medição laser (LiDAR) de distâncias dos condutores à vegetação. É com base nestes relatórios de inspeção que a E-REDES prioriza intervenções, consoante a urgência de intervenção para reposição das distâncias regulamentares, intervindo com brevidade nas situações críticas (perigo eminente) ou notificando os proprietários, que têm por obrigação não consentir nem conservar plantações que possam prejudicar as linhas na sua exploração, nos casos em que a regularização das distâncias impõe uma intervenção célere, embora não imediata.

De realçar que a rigorosa monitorização e manutenção das distâncias regulamentares pela E-REDES, não anula a problemática da queda de árvores posicionadas fora do limite regulamentar da Zona de Proteção sobre a rede elétrica aérea, motivada, em particular, pela frequente ocorrência de fenómenos atmosféricos adversos e por ocorrências que fragilizam as árvores, nomeadamente pragas e incêndios. Neste âmbito foi lançado pela E-REDES o Projeto Piloto do Lourival, do qual se fez um ponto de situação dos benefícios estimados no PDIRD-E 2016 e cujo relatório de implementação de resultados se inclui neste PDIRD-E 2020 (Anexo H.7). Como indicado no relatório, os resultados da implementação do projeto não foram ao encontro do inicialmente previsto, contudo retiraram-se boas práticas e ensinamentos que serão fundamentais para incorporação em soluções a implementar no futuro neste âmbito, cujo interesse se mantém face à importância e impacto na Resiliência da Rede.

A problemática social do abandono do interior é algo que também impacta nesta atividade, uma vez que tal conduz ao incumprimento da obrigação dos proprietários pela sua ausência, sendo o contacto com estes dificultado pela inexistência de um cadastro nacional da propriedade rústica, e a ausência

da possibilidade de entrada coerciva um entrave à intervenção atempada em situações de perigo iminente.

Em 2006, com a entrada em vigor do Decreto-lei n.º 124/2006, de 28 de junho, que instituiu o sistema nacional de defesa da floresta contra incêndios, veio aditar-se uma nova obrigação a cargo do ORD – a constituição de faixas de gestão de combustível -, pelo que a E-REDES tem a responsabilidade de gestão da vegetação sob a rede elétrica de alta e média tensão nos locais definidos pelos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI), constituindo Rede Secundária de Faixa de Gestão de Combustível (RSFGC) numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10m, para Linhas Aéreas de Alta Tensão, e 7m, para Linhas Aéreas de Média Tensão para cada um dos lados.

No presente Plano prevê-se manter o investimento associado ao estabelecimento da RSFGC (10 M€/ano em 2021 e 9 M€/ano nos anos seguintes), valor que já havia sido reforçado na versão final do anterior PDIRD-E 2018 (na altura, de 3,5 para 9 M€/ano), decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A E-REDES foi das primeiras entidades a constituir a RSFGC, mas é hoje reconhecido, por vários estudos técnicos, que este investimento é ineficiente, na medida em que a RSFGC, nos moldes em que se encontra prevista e definida pelo Decreto-lei n.º 124/2006, na sua redação atual, não cumpre a função de redução dos efeitos da passagem de incêndios, na proteção de forma passiva rede elétrica, tendo por essa razão a E-REDES promovido um debate académico e especializado contínuo para encontrar soluções mais eficientes de DFCI.

A opção de estabelecimento das redes elétricas em subterrâneo (em alternativa a linhas aéreas) para minimizar interrupções durante eventos climáticos extremos é, eminentemente, bastante mais onerosa, podendo implicar investimentos da ordem dos vários milhares de milhões de euros e um período de implementação de várias décadas.

Está em curso um estudo com o INESC ID/IST para o qual já foi efetuado o “Relatório Preliminar Sobre O Impacto Do Enterramento da Rede Elétrica Em Zonas De Elevado Risco Ambiental”. Os resultados evidenciam o enorme esforço de investimento que está em causa, dada a extensão de rede aérea estabelecida em zonas de risco de incêndio e fortemente arborizadas. O estudo será agora aprofundado e serão definidos critérios de prioridade, que poderão passar pela definição de Zonas Prioritárias, no sentido de se obterem valores que possam vir a incorporar Planos de Investimento futuros. Para além da questão financeira esta decisão tem, também, outras implicações de cariz mais técnico e estrutural, nomeadamente no que se refere à adaptação da estrutura da rede de distribuição (emalhada e/ou radial) e às características e dimensionamento dos seus componentes. Como tal, influencia as decisões de planeamento a mais longo prazo e deverá ser amplamente analisada e avaliada previamente.

Entretanto, a fase atual, em que se prevê no curto prazo a necessidade de substituição de um elevado volume de ativos de rede envelhecidos poderá constituir uma oportunidade para avaliar este impacto e considerar essa alternativa.

Neste PDIRD-E prevê-se um aumento do investimento em renovação de ativos, crescente ao longo do período e mais acentuado nos últimos anos do Plano. Uma parte dessa renovação poderá passar pela substituição de redes aéreas envelhecidas e pelo estabelecimento de redes renovadas em subterrâneo. Adicionalmente, o estabelecimento das novas redes também em subterrâneo, contribuirá para o aumento da percentagem de rede subterrânea face à rede aérea na RND, ainda assim não se prevêem variações significativas deste rácio no período do plano. Apesar do investimento adicional, mantém-se a distância para a média das congéneres Europeias no rácio rede subterrânea sobre rede total, ficando evidenciadas as necessidades de investimento futuras que a convergência para a melhoria deste indicador irá acarretar.



Conforme já referido, alterações significativas da porcentagem de rede subterrânea face à rede aérea, implicam também alterações mais profundas ao nível da estrutura da rede bem como das decisões de investimento (p.ex. estudando e justificando nos projetos de investimento, alternativas em rede subterrânea, muitas das vezes com maior investimento associado, em detrimento de soluções de rede aérea), pelo que será ainda necessário consolidar os objetivos estratégicos, a reavaliar para o ciclo do próximo PDIRD-E 2022, tendo a E-REDES em curso já alguns estudos neste âmbito.

### **Tecnologias de comunicações e informação**

As tecnologias de comunicações e informação (TIC), associadas à evolução do telecontrolo, automação e gestão de equipas que teve lugar nos últimos 30 anos, com significativo impacto na melhoria da eficiência e da qualidade de serviço da RND, são agora também centrais à transição energética e às redes inteligentes, viabilizando as condições tecnológicas necessárias aos novos modos de negócio e de operação do Sistema Elétrico, suportando um ambiente de transações energéticas coordenadas, de natureza renovável, distribuída e variável.

Desta forma, a exploração da RND depende hoje fortemente da disponibilidade de um conjunto de aplicações especializadas e críticas: ADMS, SCADA, OMS, ...; que implicitamente incorporam e utilizam infraestruturas de computação, de acondicionamento e alimentação (Data Centers), de comunicações e de cibersegurança.

A falência destas aplicações e infraestruturas, que consubstanciam uma plataforma digital de suporte à exploração da RND, remetem a RND para um estado de contingência, comprometendo significativamente a segurança, a qualidade e garantia do abastecimento.

Consciente desta realidade e à semelhança das suas congéneres, a E-REDES promove um importante e criterioso investimento nas infraestruturas e serviços digitais, privativos e adquiridos em mercado, disponibilizando à RND ambientes funcionais, com performance e resiliência diferenciados, de melhor resposta à missão crítica do fornecimento de um serviço essencial.

Eventos extremos com afetação transversal das infraestruturas nacionais comprovam o retorno de uma engenharia criteriosa que, por conceção, atende à necessária resiliência da plataforma, conforme evidencia a resposta destas infraestruturas da RND (Aplicações, Fibras Óticas, Rede de comunicações, Data Center, Sistemas auxiliares, Rede Móvel VHF, ...) ao assegurarem a continuidade no suporte à exploração AT, MT e WFM em contraste com as falhas severas e reiteradas dos serviços suportados em Redes de mercado, fruto de uma resiliência insuficiente, que reflete a orientação ao *mass market*, num quadro de forte concorrência, margens estagnadas e necessária rentabilidade de curto prazo.

A importância da eletricidade na economia e sociedade a par da sua maior exposição digital, acarretam também um crescente risco ciber-físico, com o sistema elétrico e a RND a constituírem-se como alvo de referência para um conjunto de atores de motivação diversa, exigindo-se conseqüentemente uma proteção e gestão de risco, traduzidos numa abordagem holística, da conceção à operação, que procura assegurar níveis adequados de prevenção, mitigação, deteção e de resposta a eventuais incidentes e impactos.

É neste contexto, de crescente importância das TIC para a transição energética e Redes Inteligentes, que a E-REDES incorpora a resiliência na sua estratégia de desenvolvimento da plataforma digital da RND, refletida na arquitetura e na conceção dos seus principais ativos TIC (Data Center, Aplicações, Comunicações, ...), incluindo o permanente incentivo ao mercado de serviços no sentido da melhoria das suas características, do compromisso técnico e na inovação de modelos de adoção (exemplo: Projeto Comunicações / Operador Móvel Virtual em multi-Rede) que contribuam para a resiliência e segurança.

O Plano proposto prevê, para o quinquénio 2021-2025, um aumento do investimento em sistemas inteligentes de supervisão e operação e telecomunicações em relação ao anterior PDIRD-E (mais 19% no investimento médio anual deste programa de investimento), contribuindo assim para um aumento

da resiliência da rede relacionada com a gestão dos sistemas, a cibersegurança, a segurança ciberfísica e as telecomunicações.

### 3.3.2 INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

Face aos desafios atrás descritos, torna-se evidente a criticidade da aposta numa infraestrutura de rede cada vez mais resiliente, que suporte a crescente dependência da sociedade na mesma.

Na proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho) estava contemplado investimento exclusivo para a conversão de rede aérea em subterrânea em zonas mais expostas aos fenómenos atmosféricos extremos. Com a redução de investimento prevista nesta proposta final, essa rubrica deixou de estar prevista no período do Plano, sendo que o tema continuará a ser acompanhado pela E-REDES, que procurará consolidar os estudos em curso nesse âmbito, reavaliando a oportunidade de investimento no ciclo do próximo PDIRD-E 2022.

Prevê-se, ainda assim, que a rede subterrânea continue a evoluir, seja por via de novas ligações solicitadas por terceiros, seja por conversão de rede aérea que regularmente acontece aquando da renovação de ativos. Com o volume de investimento contemplado nesta proposta final do PDIRD-E 2020 estima-se o estabelecimento de não mais do que 1000 km de rede subterrânea AT/MT. O investimento previsto no PDIRD-E 2020 em nova rede subterrânea é de 61,7 M€.

Face à crescente frequência e perigosidade de ataques cibernéticos e à importância e papel dos sistemas na operação da rede, mantém-se na proposta final do PDIRD-E 2020, embora com valor inferior face à proposta inicial (versão julho), o reforço dos sistemas de gestão e operação da rede, bem como da infraestrutura de comunicações. Implementar-se-ão também medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico da organização e o desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a ataques cibernéticos.

Destaca-se, nesta proposta final do PDIRD-E 2020, a redução do investimento na infraestrutura de comunicações (Feixes Hertzianos e Fibra Ótica) e retirada do período do Plano do projeto Rede Convergência LTE | 5G, o que limitará a evolução técnica das infraestruturas atuais na progressiva adoção da tecnologia 5G, no suporte aos processos da transição energética bem como na implementação da extensão ou do reforço por meios privados das atuais ofertas disponibilizadas pelos operadores públicos.

Também o projeto de Evolução Aplicacional da Cibersegurança foi adiado um ano, dentro do período do Plano (de 2022 para 2023).

O investimento previsto em Sistemas e Segurança da Rede na proposta final do PDIRD-E 2020 é de 28,7 M€, estando considerados neste âmbito investimentos que provêm dos programas de investimento “Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações” e “Investimento Inovador”.

No total nesta proposta final do PDIRD-E 2020 prevê-se um investimento em resiliência no valor de 90,4 M€ (-40,6 M€ comparativamente com a proposta inicial).

Tabela 3.11: Investimento considerado em Resiliência

Programa	2021	2022	2023-2025	Total 2021-2025
Investimento Obrigatório (previsão de expansão de rede subterrânea)	8,9	8,9	26,8	44,7
Promoção Ambiental (Integração Paisagística Linhas AT)	0,0	1,0	16,0	17,0
Sist. Intel. De Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos para reforço da Resiliência da Rede)	5,0	5,2	15,5	25,7
Investimento Inovador (Projetos para reforço da Resiliência da Rede)	0,7	0,6	1,7	3,0
<b>Total de investimento de Resiliência da Rede</b>	<b>14,6</b>	<b>15,7</b>	<b>60,0</b>	<b>90,4</b>

## 3.4 REDE INTELIGENTE

### 3.4.1 DESCRIÇÃO GERAL

No contexto atual da transição energética, em linha com os objetivos da política energética nacional (designadamente o PNEC 2030 e o RNC 2050) e as diretrizes europeias (Clean Energy Package), é expectável a proliferação de recursos distribuídos ligados à rede de distribuição, bem como uma participação mais ativa do consumidor no setor elétrico. Assim, associados a uma crescente aposta em tecnologias renováveis, à eletrificação da economia, ao autoconsumo e ao desenvolvimento de novos serviços centrados nos consumidores (designadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo), surgem novos desafios à operação da rede de distribuição.

As redes inteligentes respondem aos desafios colocados pelo desenvolvimento de mercados internos de energia, melhorando a disponibilização de informação aos consumidores, sendo fundamentais para o desenvolvimento de novos serviços de energia aos consumidores, para a promoção de eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa e ainda para o aumento da eficiência na gestão e operação de redes. Facilitam a integração de situações emergentes associadas ao setor energético, como a produção distribuída ou o carregamento de veículos elétricos (por exemplo). Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.<sup>15</sup>

Na resposta a estes desafios, o conceito de “rede inteligente”, configura-se como a capacidade de a rede elétrica integrar de forma eficiente, comportamentos e ações de todos os recursos a ela ligados, contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

Embora esta definição enfatize os benefícios esperados das redes inteligentes, o conceito de “rede inteligente” encerra a ideia de transformação da rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais à operação e gestão da rede e à interação com os diferentes agentes de mercado, contribuindo assim para a melhoria de eficiência e desempenho da rede de distribuição e para uma maior dinamização do mercado.

Em linha com estas ideias, a E-REDES acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes se constitui como uma das respostas mais adequadas aos desafios atuais do setor. Esta visão da E-REDES é hoje amplamente partilhada pela grande maioria das empresas e instituições afetas ao setor.

<sup>15</sup> Conforme especificado mediante o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (ERSE), publicado no DR n.º 147/2019, Série II de 2019-08-02.

Neste sentido, a E-REDES tem em curso, no âmbito do Inovgrid 2030, a implementação de um *roadmap* tecnológico com o intuito de coordenar o esforço de inovação e integração de todas as tecnologias afetas ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Para o desenvolvimento e implementação do paradigma das redes inteligentes, consideram-se os projetos que contribuam para:

- maior observabilidade sobre os ativos e operação da rede de distribuição através do aumento da capacidade de recolha e tratamento de informação
- uma exploração da rede com maior nível de otimização através da incorporação na operação de tecnologias de análise de informação
- maior resiliência da rede de distribuição, incorporando maiores níveis e novos mecanismos de automação e telegestão
- maior facilidade de introdução de novos mecanismos de mercado, modelos de negócio e participação do cliente, através da capacidade de tratamento e disponibilização flexível de grandes volumes de informação

Neste sentido, a E-REDES considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

#### **a) Sensorização e Monitorização**

Neste âmbito, pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização, obtendo-se cada vez mais informação sobre os ativos e operação da rede, com maior fiabilidade. A recolha de maior volume de informação constitui-se como a base para uma operação mais inteligente da rede, sendo potenciada por uma crescente capacidade de sensorização e de comunicação.

#### **b) Automação e Telegestão**

Esta área tem como foco a automatização e a gestão ativa da rede, atuando sobre os seus diversos ativos e mecanismos de flexibilidade existentes, permitindo assim uma maior adequação da exploração da rede às condições operacionais tanto dos ativos desta como dos recursos distribuídos a ela conectados.

#### **c) Comunicações e Cibersegurança**

As comunicações e a sua evolução são uma peça fundamental na evolução das redes de distribuição. Todos os processos associados à monitorização, à automação e a uma gestão ativa da rede, encontram-se dependentes da rápida, fiável e segura troca de informação. Associado ainda à crescente digitalização da operação, é necessário garantir elevados padrões de cibersegurança, contribuindo assim para uma maior resiliência da rede de distribuição.

#### **d) Processamento e Análise de Dados**

A evolução do paradigma das redes inteligentes prevê o desenvolvimento da capacidade de deteção, avaliação e resolução relativamente autónoma de múltiplas situações que necessitem de atuação. O seu desenvolvimento, sendo de elevada complexidade, só é possível através do aumento da capacidade de processamento e análise de elevados volumes de dados.

Adicionalmente, a facilitação de introdução de novos mecanismos de mercado e modelos de negócio, exigem o tratamento e disponibilização fiáveis de grandes volumes de informação.

Assim, os investimentos associados ao desenvolvimento de uma rede inteligente serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

Com base na definição anterior e nas 4 categorias designadas, podem considerar-se como investimentos em redes inteligentes os seguintes programas, de entre os previstos neste Plano 2021-2025:

Tabela 3.12: Programas com investimentos em redes inteligentes.

Programas de Investimento / Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Comunicações e Cibersegurança	Processamento e Análise de Dados
Automação e Telecomando da Rede MT	x	x		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	x	x		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		x	x	x
Investimento Inovador	x	x	x	x

### 3.4.2 INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

O investimento em rede inteligente proposto nesta versão final do PDIRD-E 2020 é de 118,1 M€ (-4,2 M€ comparativamente com a proposta inicial ; investimento médio anual de ~24 M€, correspondendo a um incremento de cerca de 21% em relação ao previsto no PDIRD-E anterior no período 2019-2023).

Tabela 3.13: Investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025.

Programa	2021	2022	2023-2025	Total 2021-2025
Automação e Telecomando da Rede MT	5,0	4,5	14,5	24,0
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,0	4,0	12,0	22,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	5,7	5,7	17,7	29,1
Investimento Inovador	8,4	12,2	22,4	43,0
<b>Total Investimento Rede Inteligente</b>	<b>25,1</b>	<b>26,4</b>	<b>66,6</b>	<b>118,1</b>

A necessidade de diminuição do valor global de investimento na proposta final do PDIRD-E 2020, afetou também programas de investimento que contribuem para a rede inteligente, conforme descrito no capítulo 1.1.

Reduz-se o investimento em Telecomando da Rede MT e Automação de Subestações, contudo é no programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações que o impacto é mais significativo. Assim, nesta proposta final do PDIRD-E 2020, e em comparação com a proposta inicial (versão julho), prevê-se redução de flexibilidade de exploração da rede e da Qualidade de Serviço, aumento do risco de falha de ativos críticos, menor fiabilidade e resiliência das comunicações e menor suporte para serviços de digitalização, limitação da capacidade de supervisão e controlo da rede, IoT e operações e maior exposição a ataques cibernéticos.

Em contrapartida, foi revisto o plano de instalação de DTCs, que nesta proposta final tem agora como objetivo o término em 2024. Esta alteração visa permitir o alinhamento com o final da campanha de instalação de EBs (contadores “inteligentes” na rede BT), tendo por isso sido reforçado o investimento nesta rubrica.

Importa relevar a importância destes equipamentos, que justifica também a necessidade de aceleração do término da sua instalação generalizada em todo o território nacional.

O Distribution Transformer Controller (DTC) é um dispositivo relevante para a monitorização da rede de distribuição nos postos de transformação, num ponto de charneira entre a MT e a BT. A relevância do DTC é tanto maior quanto maior a potência e a quantidade de clientes na rede que o DTC monitoriza.

No âmbito da contagem inteligente, o DTC tem a função de gestão dos contadores inteligentes da sua rede, gerindo a rede de comunicações com os contadores, recolhendo toda a informação de contagem e executando as ordens de serviço remotas. Recolhe ainda os eventos/alarmes dos contadores e promove, quando necessário, a atualização dos seus firmwares ou o acerto/sincronização dos seus relógios. Este é, de forma genérica, o conjunto de funções que, normalmente, se associa a um equipamento designado como Data Concentrator, dedicado exclusivamente à gestão de contadores inteligentes que comunicam através da tecnologia PLC. Os Data Concentrators comunicam com um sistema central normalmente designado como Head-End System (HES), que faz parte da infraestrutura Advanced Metering Infrastructure (AMI).

O DTC, para além da sua função de Data Concentrator, suporta um conjunto significativo de outras funções importantes para a gestão da rede de distribuição. Por este motivo, para além de comunicar com o HES, o DTC comunica diretamente com o sistema SCADA de gestão da rede de distribuição, característica que só por si o torna muito diferente dos tradicionais Data Concentrators.

Mas, para além da capacidade de comunicação com o SCADA, o DTC oferece um conjunto alargado de funcionalidades muito para além da gestão da contagem inteligente, que pode ser sumarizado nos seguintes pontos:

- Monitorização de rede
  - Medição de energia e potência
  - Grandezas instantâneas (tensão, corrente, FP, frequência, potências ativa e reativa)
  - Diagrama de cargas
  - Registos/Eventos QoS
  - Desequilíbrio de fases
- Eventos e Alarmes (QoS, Power Up/Down, outros)
- I/O digitais (ex: ligação a sensores)
- Funções avançadas
  - Topologia da rede elétrica
  - Identificação de grupos de clientes sem energia

Este conjunto de funcionalidades do DTC tem vindo a ser usado em pilotos e, nalguns casos, mesmo já de forma operacional, através de diversas iniciativas que procuram tirar benefício de todo o potencial disponível no DTC. O processo de utilização das funcionalidades do DTC é um processo evolutivo, pois necessita também muitas vezes do desenvolvimento ou adaptação de outros sistemas e da estabilização do rollout dos contadores inteligentes em cada rede BT.

De entre as iniciativas já de alguma forma integradas nos processos operacionais da E-REDES, relevam-se as seguintes:

- Sensorização de PT: utilização do I/O dos DTC para permitir a ligação e comunicação com sensores instalados no PT, nomeadamente no que diz respeito a sensores de inundação e a sensores de acesso ao PT.
- Topologia da rede BT: utilização da informação da topologia elétrica da rede BT, construída com base na comunicação PLC, para validar o cadastro da rede e despistar problemas ocasionais.
- Smart ping: utilização da capacidade de comunicação com os contadores inteligentes para despistar problemas de falhas reportadas pelos clientes. Face a uma comunicação de falha de energia num cliente, é possível determinar se o problema é na rede ou na instalação do cliente (e.g., disparo do ICP/DCP/diferencial) e ainda se é um problema muito localizado ou mais vasto.

- Apoio à gestão da rede: análise das medidas instantâneas de energia/correntes/tensões para despiste de problemas operacionais; análise de eventos (como QoS, sobrecarga ou outros) para clarificação ou identificação de situações potencialmente problemáticas.
- Apoio a estudos e análises da rede: recurso a dados históricos de grandezas elétricas medidas pelo DTC, para tomar as melhores decisões relativamente a questões de planeamento da rede.

De entre as iniciativas em piloto ou previstas para piloto, que carecem ainda de uma análise mais aprofundada ou de uma experiência mais amadurecida, indicam-se as seguintes:

- Detecção de condutores partidos MT: com base em eventos QoS e em grandezas elétricas instantâneas
- Detecção de falha de energia no PT em tempo real: com base no alarme *last gasp* que um DTC pode emitir
- Detecção de grupos de clientes sem energia: com base na informação obtida pelo próprio DTC a partir de falhas de comunicação PLC simultânea com um grupo grande de contadores inteligentes, indiciando um problema num troço de rede ou num edifício.
- Gestão de recursos distribuídos: em alguns projetos piloto no âmbito do H2020 foi desenvolvido FW adicional para atribuir ao DTC outras capacidades de gestão da rede, como a gestão de recursos distribuídos ligados à rede (flexibilidade da procura, flexibilidade da geração, *storage*), com o propósito de avaliar a possibilidade de o DTC assumir um papel ainda mais interventivo na gestão da rede. No entanto, relativamente a esta ampliação de capacidade ainda não foi possível retirar conclusões definitivas, sendo ainda necessário amadurecer esta possibilidade de utilização mais avançada

Os investimentos em rede inteligente são essenciais para a concretização do *roadmap* de transformação digital que a E-REDES está a empreender, nomeadamente pelo contributo que dão na implementação de uma plataforma de energia sincronizada e sustentável, onde milhões de ativos físicos inteligentes se interconectam permitindo uma diversidade de serviços data driven (suportados em análise de dados), que incorporam novas tecnologias e induzem o aumento de eficiência.

As melhores práticas europeias, num contexto de transição energética, onde o papel dos operadores de rede de distribuição tem vindo a ser cada vez mais central, apontam para estratégias de forte investimento neste âmbito, pelo que a E-REDES necessita de garantir passos sólidos na sua transformação digital evoluindo os indicadores de maturidade digital, de modo a dar um importante contributo para que as metas propostas quer a nível europeu, quer a nível nacional sejam atingidas.

## 3.5 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

Entende-se por investimento não específico todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

### Sistemas informáticos

No contexto da transição energética, estão em curso mudanças profundas no setor elétrico, que colocam novos desafios à atividade do ORD. A superação dos desafios que a E-REDES enfrenta atualmente exige uma evolução tecnológica acelerada em diferentes domínios de atividade da empresa.

A E-REDES tem em curso uma grande diversidade de iniciativas e projetos em sistemas informáticos, acompanhando assim o processo de digitalização da economia e a alteração de paradigma tecnológico

(automação, Big Data, gestão de ativos, migração para a cloud, etc.), com o objetivo de dar uma resposta eficaz às novas exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

A E-REDES aposta significativamente na eficiência dos seus processos de negócio, na modernização dos seus sistemas de informação, na aproximação aos seus vários stakeholders e no desenvolvimento de projetos com forte cariz tecnológico como resposta aos grandes desafios que se colocam ao sector energético.

Por forma a alcançar os objetivos de modernização descritos anteriormente, a E-REDES prevê efetuar um conjunto significativo de investimentos nos seus sistemas informáticos que dão suporte a um conjunto de funções estruturadas em torno de 4 pilares: Gestão de Cliente e Mercado, Gestão e Serviço aos Ativos, Transição Energética e Plataforma Digital, e Funções e Serviços Corporativos.

Foi feita uma alteração aos subprogramas descritos no PDIRD-E 2018, tendo-se procedido à sua renomeação, conforme a seguinte tabela de correspondência:



Tabela 3.14: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2018 vs. PDIRD-E 2020

Subprograma PDIRD-E 2018	Subprograma PDIRD-E 2020
Big Data & Analytics	<i>Analytics 4 Distribution</i>
	<i>Data Hub</i>
Segurança e Risco	Plataformas, Segurança e Risco
Corporativos & Transversais	<i>Digital Efficiency</i>
Gestão Comercial	<i>Markets</i>
Gestão de Energia	
Gestão da Rede	<i>Network Operations</i>
	<i>Assets</i>
Gestão de Ativos	
Gestão de Mobilidade	<i>Field Services</i>
Iniciativas Digitais	<i>Selfcare &amp; Channels</i>
	<i>Digital Platforms</i>
Regulatórios	[integrados nos diversos subprogramas]
Aquisições Diretas	Aquisições Diretas

### Edifícios e outras construções

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa. Com efeito, ao longo dos vários anos, tem sido feito um esforço de reorganização dos espaços ocupados resultando na libertação de edifícios.

Os investimentos a realizar ao nível de edifícios decorrem de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

De ressaltar a construção do *Digital Energy Center* em Lisboa. Este investimento decorre da necessidade de comandar, conduzir, coordenar e supervisionar uma rede cada vez mais complexa e inteligente e como tal geradora de um volume de dados cada vez maior. Afigura-se, assim, necessário gerir um número crescente de equipamentos, sensores e recursos distribuídos e garantir a recolha de dados e informação associados, correlacionando-os com o maior número de fontes possível, de modo a disponibilizar informação que assegure a melhor condução da rede, combate à fraude e manutenção dos ativos. O complexo nível de coordenação existente, bem como a necessidade da operação em tempo real, exige que estas atividades ocorram num edifício isolado com níveis acrescidos de segurança e redundância e que deverá concentrar várias unidades operativas diferentes da E-REDES,

obtendo-se assim ganhos em termos de performance da rede e de eficiência operacional. Este projeto sofreu uma alteração nesta proposta final decorrente da revisão do valor e recalendarização do projeto *Digital Energy Center* conforme descrito na Ficha n.º 19 (INE).

### **Equipamentos de transporte**

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

O plano de renovação dos equipamentos de transporte tem como objetivo a redução de custos que advêm fundamentalmente dos seguintes fatores:

- Economias de escala que resultam da compra de vários veículos simultaneamente.
- Resultante da renovação da frota aquando do final do seu período de vida. útil/quilometragem - a utilização do veículo para lá desse período, incorre-se em custos acrescidos de manutenção.

### **Outros**

Na rubrica Outros estão considerados Investimentos muito diversos, mas que genericamente se podem enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário e Outras Imobilizações Corpóreas.

O valor considerado para o PDIRD-E 2020 diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e de MT, no período 2021-2025, corresponde a um investimento global de cerca de 83,8 M€.

## 4 PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

---

### 4.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2020 prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 66 Pontos de Entrega (abreviadamente PdE), divididos em 65 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO - CONCHAS. Esta última é utilizada apenas em regime de socorro, sendo nulo o trânsito de energia em exploração normal. Entretanto, decorrente do Parecer do ORT à proposta do PDIRD-E 2020 (versão julho) e à recente revisão realizada pelos ORD e ORT sobre as capacidades de apoio mútuo permitida por esta linha a ambos os lados da fronteira, revelou-se que essa capacidade é muito limitada, podendo mesmo ser nula no sentido de Espanha para Portugal, de acordo com o apurado pelo ORT. Face a esta avaliação, o ORT informou que irá desenvolver na RNT uma solução para garantia de apoio e promover a desclassificação desta linha.

No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD-E 2020 não ocorreu a entrada ao serviço de novos PdE, nem tão pouco saídas de serviço.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2020 está prevista a entrada em serviço de dois novos PdE da RNT:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO
- DIVOR

Ambos os projetos foram descritos no PDIRD-E 2018, mantendo-se válida a motivação para os mesmos. O primeiro, VILA NOVA DE FAMALICÃO, decorre da necessidade de satisfação do crescimento dos consumos verificados no eixo Porto – Póvoa de Varzim, para a qual foi previsto um novo PdE. Este PdE esteve previsto entrar em exploração em 2019, prevendo-se agora que as primeiras ligações à RND ocorram em 2021. O segundo novo PdE, DIVOR, decorre do plano de desenvolvimento da RNT, consistindo na abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE REN – DIVOR. De acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - DIVOR está prevista para 2021.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE REN - PEGÕES. A necessidade deste ponto de entrega estava relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento, como o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão. Face à decisão de adiamento destes investimentos, foi, de comum acordo com o concessionário da RNT, adiada a data de entrada em serviço deste novo PdE para depois de 2025. Mantendo-se essa data, as obras de ligação à rede AT iniciar-se-ão depois do período abrangido pelo PDIRD-E 2020.

Para além de novos PdE, estão previstas, no período abrangido pelo PDIRD-E 2020, novas ligações a pontos de entrega existentes e que necessitam de painéis nos PdE da RNT:

- PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO
- PdE SINES – painel SANTO ANDRÉ

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o concessionário da RNT.

## LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS

Existem duas linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT:

- Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ
- Linha 15 kV VILA VERDE DE FICALHO – ROSAL DE LA FRONTERA

O trânsito de energia nestas linhas, maioritariamente nulo dado tratar-se de linhas de recurso, é contabilizado pelo concessionário da RNT.

Após a entrada em serviço do PdE REN - ESTREMOZ e da linha da RND ESTREMOZ - ALCÁÇOVA, a interligação transfronteiriça ALCÁÇOVA – BADAJOZ, que alimentava até então os consumos nos concelhos de Campo Maior e de Elvas a partir da rede espanhola, passou a ter apenas a função de alimentação de recurso.

Nos anos 90, foram estabelecidas duas linhas MT de interligação transfronteiriça: Barrancos-Encinasola, já desativada, e Vila Verde de Ficalho - Rosal de la Frontera, para alimentação mútua das redes locais dos dois países. Com o aumento dos consumos e a evolução das redes, estas interligações deixaram de ser suficientes para a alimentação dos consumos envolvidos, tendo sido a primeira desativada por motivo de alteração da tensão no lado português (Barrancos). Relativamente à segunda linha, quando se justificar a alteração da tensão do lado português, o ORD solicitará ao operador da RNT que sejam desenvolvidas as diligências necessárias com vista à cessação do contrato de interligação MT entre os operadores das redes elétricas Portuguesa e Espanhola.

## 4.2 LIGAÇÃO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

### 4.2.1 SITUAÇÃO EM DEZEMBRO 2019

Em 31 de Dezembro de 2019 a RND tinha ligada aproximadamente 5.188MVA (5.013MW) de produção distribuída, potência dividida entre 4.614MVA (4.561 MW) relativa a 667 instalações de PRE e 574MVA (452MW) de potência relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2017 e 31 de dezembro de 2019 o aumento da potência ligada na RND foi de 298MVA, valor superior ao enunciado no PDIRD-E 2018 (41MVA) mas em linha com períodos passados. O valor do aumento foi devido à ligação de 24 novos produtores, à alteração de potência de ligação de alguns produtores e à desativação de outros.

A fonte eólica mantém a maior contribuição para o mix, 55% da potência ligada na RND, verificando-se novamente que a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica com um crescimento de 36% (103MVA) entre 2017 e 2019, porém mantendo a menor representação de potência ligada em PRE na RND, 8%. No valor da contribuição eólica, inclui-se a Central Eólica *Offshore* Windfloat Atlantic, com a consequente injeção de 25MVA na subestação da RND, Monserrate.

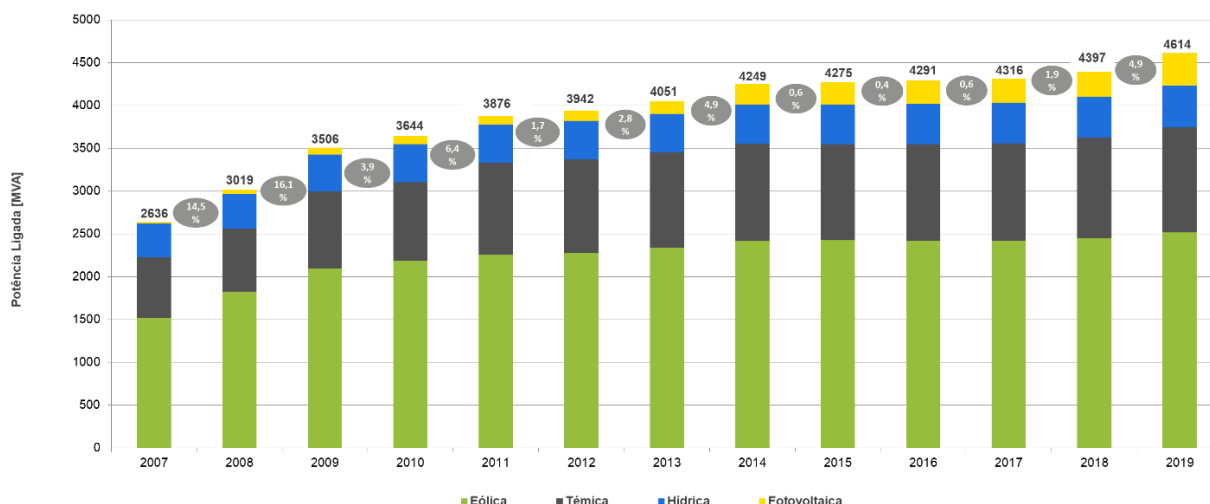


Figura 4.1: Evolução da PRE ligada na RND.

## 4.2.2 PROCESSOS EM CURSO E COMPROMETIDOS

Sobre a potência ligada na RND em 31 de dezembro 2019 acrescem 633 MVA de potência de ligação relativa a 34 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e previsivelmente encontram-se a construir as centrais ou ligá-las-ão até final 2021. A esmagadora maioria da potência de centrais com ligação em curso é devida por centrais de fonte solar, 90% da potência, aproximadamente 571MVA, ocupando agora a fonte eólica apenas 8%, 53MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.247 MVA (coluna (a) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.946 MVA de potência. Este valor divide-se entre 1.655MVA de produtores com Licenças de Produção ou Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) válidos, e 3232MVA de processos que aguardam confirmação da validade do compromisso, decorrentes de Unidades de Pequena Produção (UPP) que devem pagar as cauções previstas regulamentarmente, TRC que aguardam pagamento de caução, potência na RND prevista para o Leilão de Capacidade realizado em 2020 ou outros compromissos com a DGEG.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro eletroprodutor da Zona Piloto para as energias oceânicas criado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Ao abrigo desta legislação a concessionária da RND garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80 MW. Numa ótica de eficiência de recursos, acompanhando o desenvolvimento da Zona Piloto, serão criadas as condições concordantes com as necessidades de potência que forem sendo declaradas pela entidade gestora.

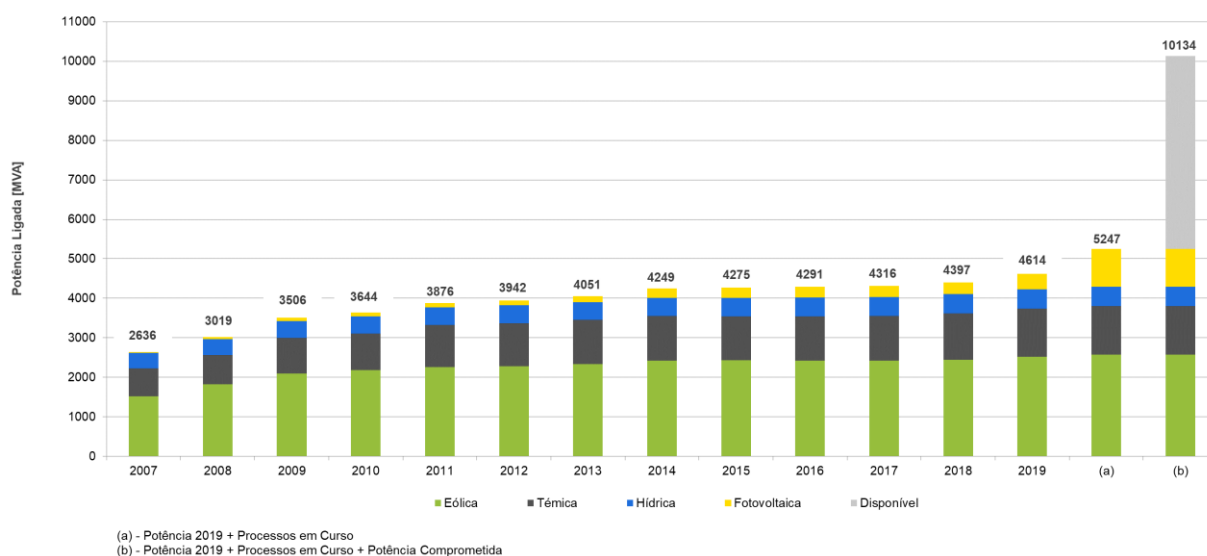


Figura 4.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida.

Sobre os 10.134 MVA de potência ligada e comprometida na RND (PRO+PRE) avalia-se que em 2020 a RND disponha de 6.639 MVA de capacidade de recepção para outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. Face ao anterior PDIRD-E, observa-se um significativo aumento de potência comprometida por ligar na RND, de 1.079MVA no PDIRD-E 2018 para 4.946MVA no PDIRD-E 2020, aumento consequente de Licenças de Produção emitidas na redação anterior do Decreto Lei 312/2001, a potência em UPP, a potência de Títulos de Reserva de Capacidade e a potência comprometida ao abrigo de leilões de capacidade.

Relevante observar que, apesar do significativo acréscimo de capacidade comprometida na RND, a capacidade disponível na RND declarada entre PDIRD-E 2018 (7.835MVA) e o PDIRD-E 2020 (6.639MVA), reduziu de apenas 1.196MVA. A redução da capacidade disponível é inferior ao aumento de potência comprometida, porque parte da potência comprometida foi-o em nova rede e também porque o ORD reviu a capacidade da RND à luz da flexibilidade imposta aos produtores, resultante da transposição para a regulamentação nacional do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de Abril de 2016.

No final de 2025 a capacidade de recepção da RND aumenta para 7.608 MVA, aumento consequente dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de recepção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

### 4.2.3 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL

Com a promulgação do Decreto-Lei 76/2019 foi alterado o modelo de ligação à RESP. No novo enquadramento a emissão de Licença de Produção é precedida de emissão de Título de Reserva Capacidade ou de Acordo para criação de capacidade, ou no caso de Unidades de Pequena Produção, de consulta ao operador de rede para emissão de parecer de conformidade de ligação. Para efeito de acompanhamento das expectativas de ligação à RND, foi incluída na tabela de capacidade prevista em 31.12.2020 (Anexo B.3.1.1), a informação de potência comprometida (efetiva e em fase de confirmação) agregada por subestação AT/MT e também a informação de potência rejeitada pelo ORD, quer fundamentado por limitações da própria rede, quer fundamentado por parecer negativo do Gestor Global do SEN (GGSEN). A potência rejeitada ligar na RND por limitações da própria rede totaliza 1.437MVA, enquanto a potência rejeitada ligar na RND por parecer negativo do GGSEN totaliza

17.807MVA (este valor inclui não só rejeições de ligações nas instalações RND constantes da tabela, como de rejeições de ligações à RND realizada em painéis 60kV em instalações da RNT).

Página em branco



## 5 EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2020 (2021-2025), fazendo-se ainda uma análise breve à recente evolução histórica.

### 5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (E-REDES)

O gráfico que se segue retrata os valores e previsões de energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com o estudo “Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027” desenvolvido pela E-REDES para o período 2020-2027 e que se apresenta no Anexo A<sup>16</sup>. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

No seguimento dos Pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT recebidos à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho), e de acordo com as recomendações plasmadas nos mesmos, esta previsão foi atualizada para a presente proposta final de forma a contemplar o impacto da pandemia da covid-2019. Importa, no entanto, realçar o contexto de grande incerteza em que estas previsões foram efetuadas, agravado pelo facto de não existir nos dados históricos base comparável que permita sustentar uma previsão com a robustez desejável.

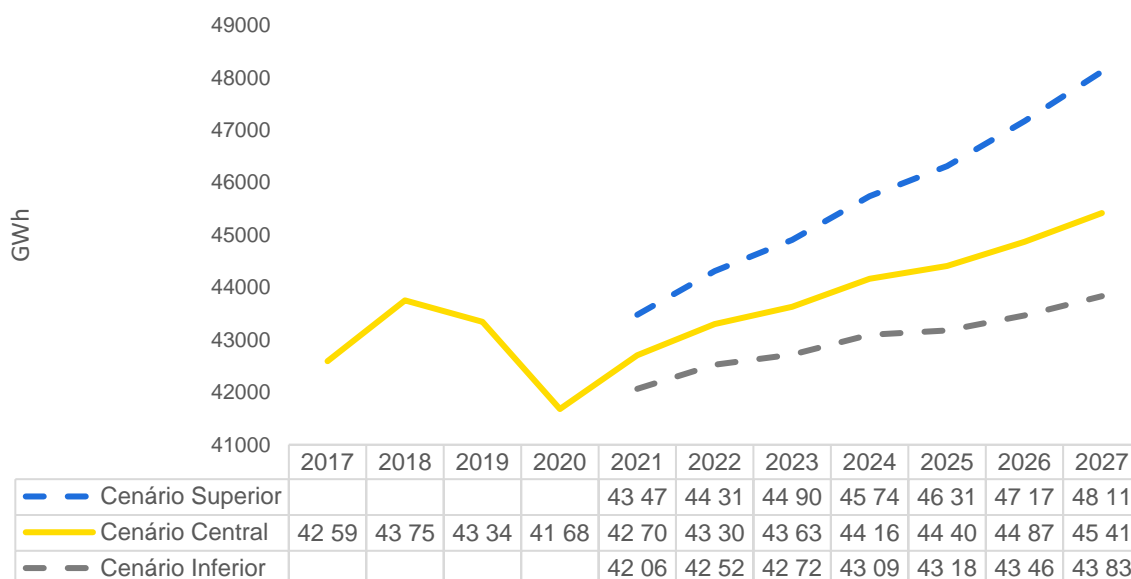


Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão E-REDES).

### 5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Em dezembro de 2020 foi aprovado o mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2020), que já contempla também o efeito da pandemia da covid-19, tendo assim sido considerado para esta proposta final. O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA-E 2020 apresenta uma taxa de variação anual de 2020 ainda provisional, à data de elaboração deste

<sup>16</sup> Estudo elaborado em janeiro de 2021, com dados reais de consumo até dezembro de 2020.

documento, bem como o valor considerado pela E-Redes, dado que ainda não se encontra apurado pelo INE o valor final do PIB para o ano de 2020.

Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 2,8% no ano de 2018 e de 2,2% no ano de 2019 (INE), as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas<sup>17</sup>, são mais otimistas que as consideradas no RMSA-E 2020 para o período 2022-2024, verificando-se o contrário relativamente ao ano 2021, bem como para período 2025-2027.

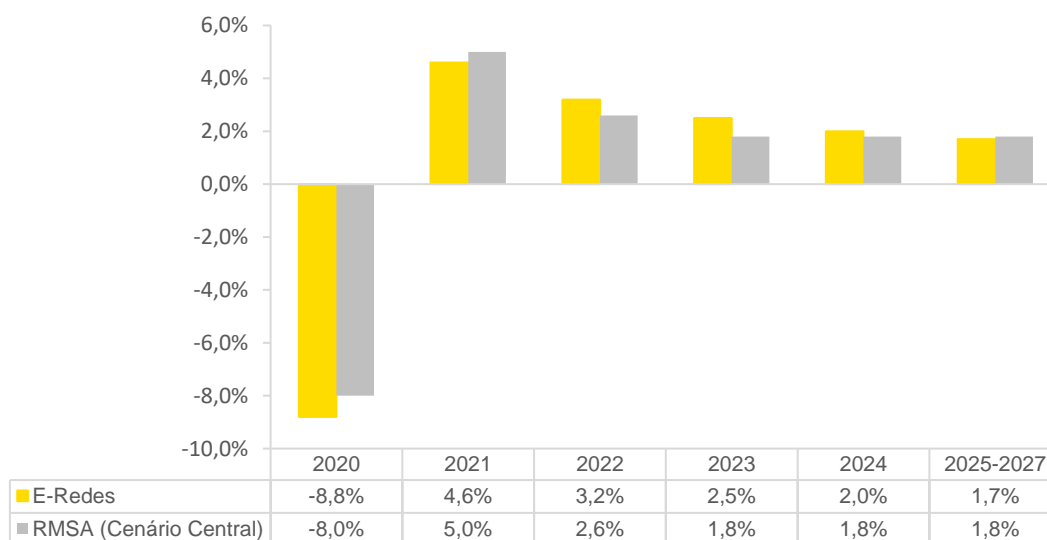


Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)  
(Comparação de Estimativas E-REDES e RMSA-E 2020).

O estudo efetuado pela E-REDES para o período 2020-2027, que se apresenta no Anexo A, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2020, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

É possível observar no gráfico da Figura 5.3 e na Tabela 5.1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2017-2027. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela E-REDES considera 3 cenários de consumo (Inferior, Central e Superior), o RMSA-E 2020 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior continuidade; cenário central continuidade; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética.

<sup>17</sup> Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

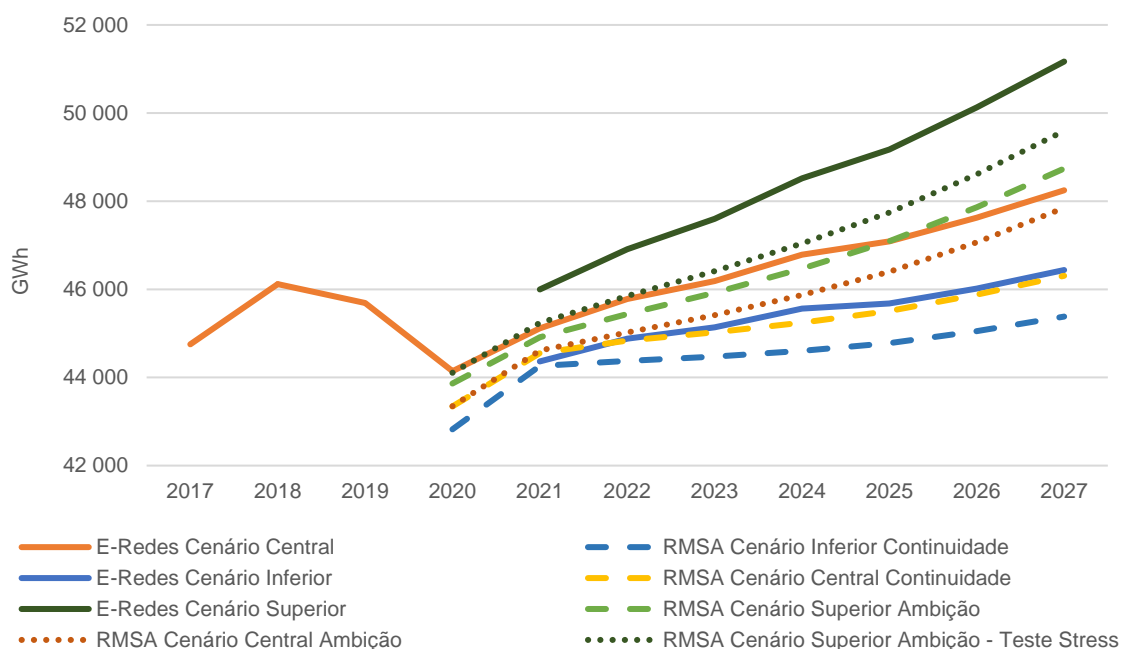


Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2020.

Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2020.

Consumo (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>E-REDES Cenário Inferior</b>					44 364	44 879	45 138	45 561	45 677	46 017	46 438
<b>E-REDES Cenário Central <sup>(1)</sup></b>	44 753	46 118*	45 688*	44 143*	45 115	45 780	46 188	46 787	47 088	47 626	48 248
<b>E-REDES Cenário Superior</b>					45 997	46 912	47 599	48 520	49 171	50 128	51 168
<b>RMSA Cenário Inferior Continuidade</b>				42 823	44 262	44 377	44 475	44 604	44 778	45 052	45 381
<b>RMSA Cenário Central Continuidade <sup>(2)</sup></b>				43 343	44 555	44 836	45 025	45 244	45 510	45 880	46 307
<b>RMSA Cenário Central Ambição</b>				43 863	44 914	45 441	45 923	46 472	47 093	47 860	48 741
<b>RMSA Cenário Superior Ambição</b>				43 347	44 610	45 021	45 413	45 871	46 397	47 067	47 848
<b>RMSA Cenário Superior Ambição – Teste Stress</b>				44 106	45 240	45 851	46 413	47 040	47 741	48 610	49 594

\* Valores de 2018, 2019 e 2020 do Cenário Central E-REDES reportado, com inclusão de cerca de 40 GWh, 53 GWh e 18 GMw, respetivamente, de energia recuperada referente a fraude (não considera correções de impactos de temperatura e calendário)

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

<sup>(1)</sup> Consumo Final E-REDES = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

<sup>(2)</sup> Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-E-2020 são menos otimistas que as previstas no estudo da E-REDES, o que é explicado, em grande parte, pelo facto de a data de projeção para o consumo do ano 2020 ser anterior à das estimativas da E-REDES e este último assumir um valor 800 GWh superior ao estimado no RMSA-E 2020. Por este motivo, as projeções dos três cenários apresentados no estudo da E-REDES apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA-E 2020.

Assim, apesar do RMSA-E 2020 apresentar taxas de crescimento inferiores, nesta proposta do PDIRD-E 2020 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da E-REDES tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da E-REDES, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

## 5.3 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A Figura 5.4 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2016-2019, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da E-REDES.

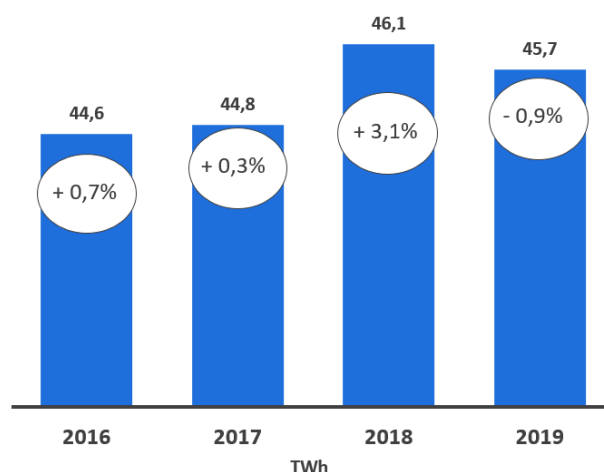


Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2019.

Após um período de quebra acentuada entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento dos consumos a partir de 2015, com um crescimento muito acentuado de 2017 para 2018. Em 2019 o consumo desceu ligeiramente quando comparado com 2018, mas mesmo assim ficando 0,9TWh acima do consumo verificado em 2017. De facto, a taxa média de crescimento anual (TMCA) no período 2016-2019 é de +0,8%, igual à verificada no período 2014-2017, o que permite afirmar que se observa uma leve, mas constante retoma desde 2014.

Em 2019, os consumos de energia elétrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na Figura 5.5.

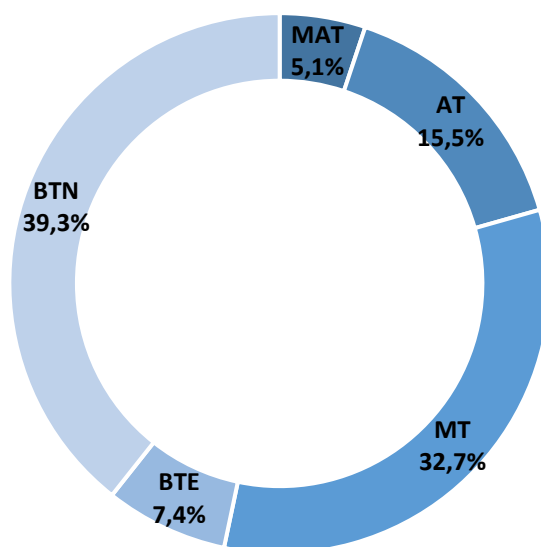


Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2019.

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 47% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A Figura 5.6 apresenta a distribuição por tipo de uso.

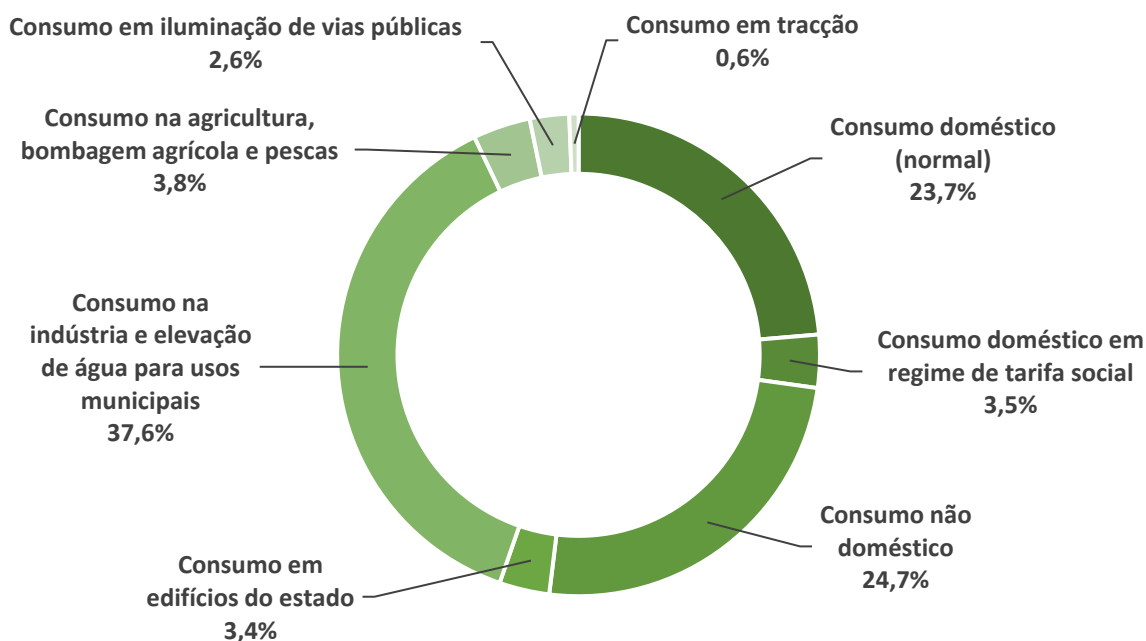


Figura 5.6: Distribuição de consumos por setor, ano 2019.

Da análise da figura anterior constata-se que a maior fatia de consumo se verifica na indústria. Os consumos por setor mantêm-se em consonância com os dados do PDIRD-E anterior.

Apresenta-se na Figura 5.7 um mapa com as densidades de consumos MT+BT para cada concelho de Portugal continental (os consumos MT+BT são determinantes para o dimensionamento das subestações AT/MT da RND).

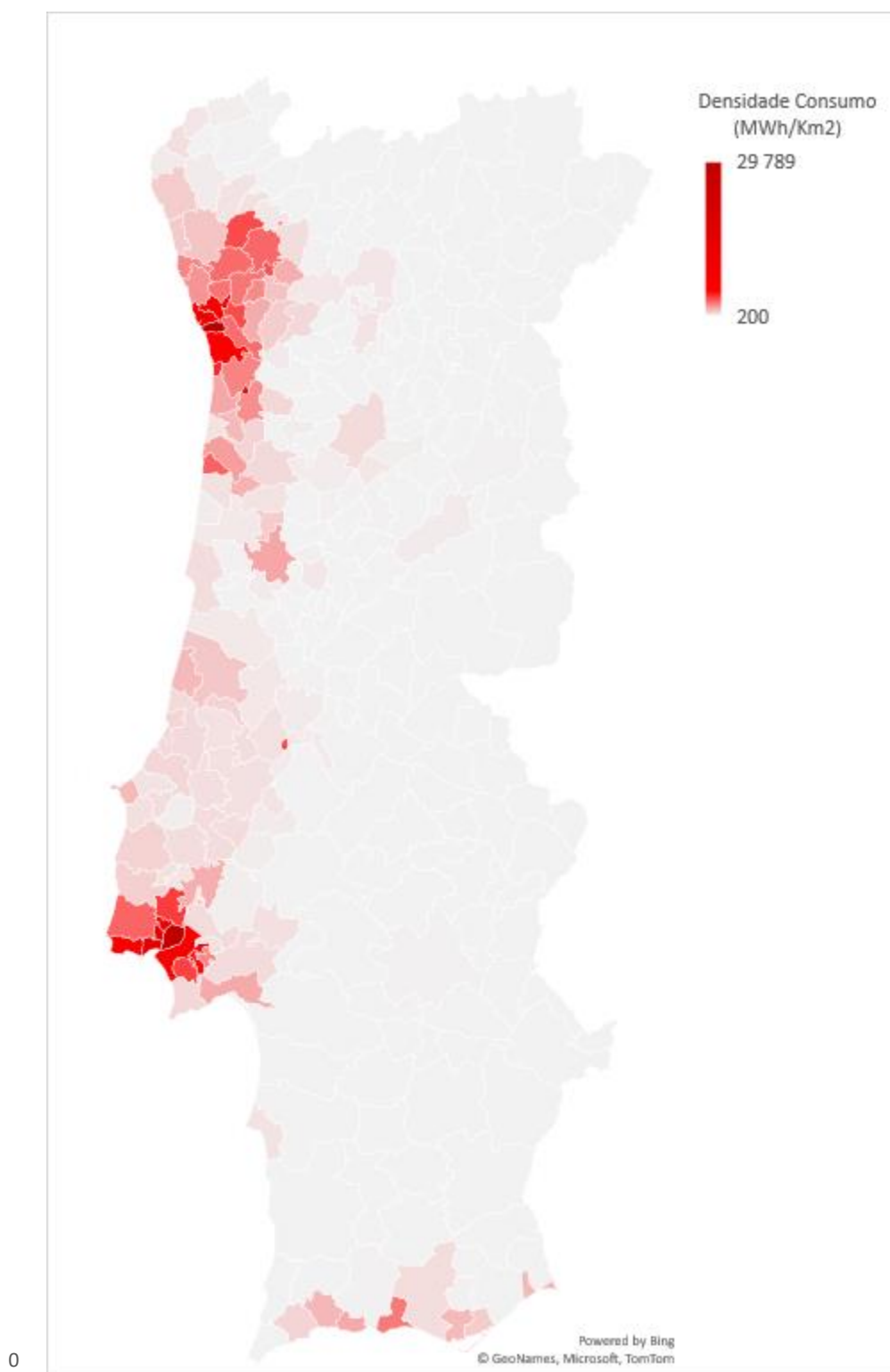


Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2019.

Uma análise genérica ao mapa permite concluir que a grande maioria dos consumos de eletricidade estão concentrados na faixa litoral e nos grandes centros urbanos.

## 5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da E-REDES nos anos de 2016 a 2019 é representada na Figura 5.8.

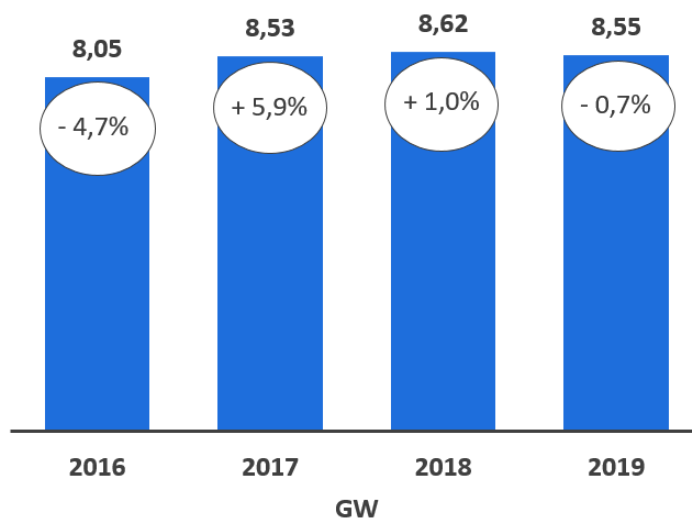


Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da E-REDES, 2016-2019.

Relativamente à evolução da ponta síncrona da E-REDES, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento entre 2016 e 2018 e uma ligeira descida em 2019, mesmo assim para um valor superior ao de 2017. A TMCA, no período 2016-2019, foi de +2,0%, superior à verificada no período 2014-2017, que foi de 1,4%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 5.9.

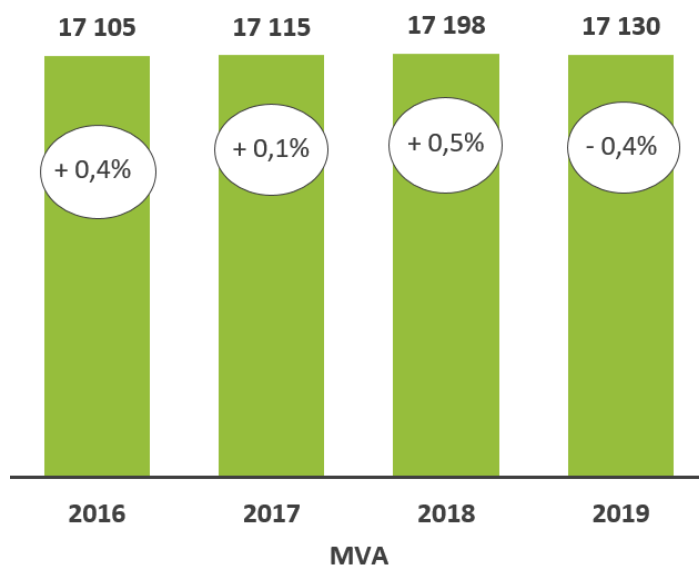


Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da E-REDES, 2016-2019.

Verifica-se que a potência instalada tem evoluído a um ritmo ajustado à evolução da carga no período 2016-2019. O crescimento da potência instalada justifica-se para fazer face a aumentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das subestações mais carregadas, nomeadamente

naquelas onde essa utilização ultrapassou os 90%, garantindo os padrões de segurança para planeamento, a melhoria da qualidade de serviço e o aumento da eficiência da rede.

## 5.5 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

No seguimento dos Pareceres recebidos à versão de julho do PDIRD-E 2020, a previsão de consumos e pontas apresentada nesta proposta final foi atualizada de forma a contemplar o impacto da pandemia da covid-2019, incluindo-se no Anexo A o estudo respetivo, atualizado, elaborado pela E-REDES.

### 5.5.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme anteriormente referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano, inclui-se no Anexo A o estudo elaborado pela E-REDES, considerando os consumos verificados até dezembro de 2020, as previsões à data de janeiro de 2021 da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na Tabela 5.2 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais.

Unidade: GWh

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento da Energia Distribuída pela RND
2017	49 004	4 251	44 753	0,3%
2018	50 263	4 146	46 118	3,1%
2019	49 805	4 117	45 688	-0,9%
2020	48 245	4 102	44 143	-3,4%
2021	49 155	4 039	45 115	2,2%
2022	49 827	4 046	45 780	1,5%
2023	50 214	4 026	46 188	0,9%
2024	50 812	4 025	46 787	1,3%
2025	51 084	3 995	47 088	0,6%
2026	51 663	4 037	47 626	1,1%
2027	52 333	4 086	48 248	1,3%

A TMCA, no período 2021-2025, é de +1,1%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 47,1 TWh em 2025, prevendo-se para 2026 um valor próximo do máximo histórico atingido em 2010 (47,8 TWh).

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada nas Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT).

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado				Previsto						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MAT + AT	9 042	9 402	9 415	9 254	9 370	9 521	9 691	9 870	9 997	10 186	10 394
Varição anual	3,60%	3,97%	0,14%	-1,71%	1,25%	1,61%	1,79%	1,84%	1,29%	1,89%	2,04%

Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP).

Unidade: GWh



Energia Distribuída pela RND	Verificado				Previsto						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MT + BTE + BTN + IP	35 710	36 716	36 273	34 889	35 745	36 259	36 497	36 917	37 092	37 440	37 854
Variação anual	-0,40%	2,82%	-1,21%	-3,82%	2,45%	1,44%	0,66%	1,15%	0,47%	0,94%	1,10%

### 5.5.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2027, é a que se apresenta na Figura 5.10.

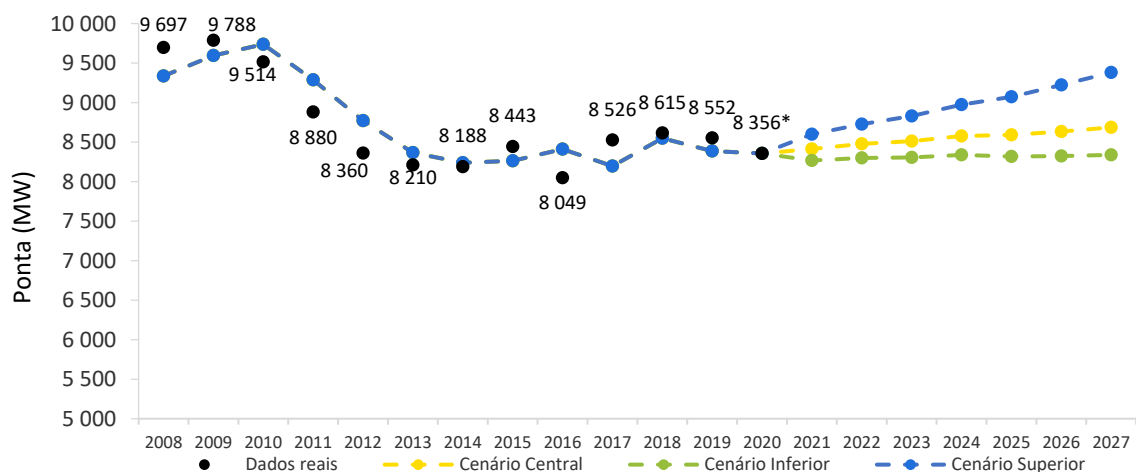


Figura 5.10: Evolução prevista para a ponta síncrona da E-REDES, 2020-2027.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2019 (dados reais) e o valor estimado para 2020. Para os anos de 2021 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

### 5.5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À PONTA DE SUBESTAÇÕES

De acordo com uma recomendação da ERSE emitida no seu Parecer ao PDIRD-E 2016, foram efetuados estudos internos com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação tendo-se obtido resultados inconclusivos sobre a relação da variação da ponta com as variáveis incluídas.

Assim, manteve-se neste PDIRD-E 2020 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

Com vista a futuros Planos, está a decorrer um estudo com uma instituição científica para aprofundar este tema.

#### **5.5.4 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS NAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO**

As potências das cargas nas subestações para a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes encontram-se no Anexo B.1.3.

Neste anexo é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2020, mantendo-se para este efeito a previsão efetuada aquando da elaboração da versão de julho do PDIRD-E 2020, ou seja, considerando os investimentos da E-REDES que nessa data se encontravam em curso com data prevista de conclusão no ano de 2020, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas<sup>18</sup>.

No mesmo anexo encontra-se uma caracterização das pontas no ano de 2025, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano, atualizada face à versão de julho do PDIRD-E 2020 considerando as alterações realizadas aos valores de investimentos, tendo-se mantido os restantes pressupostos.

#### **5.5.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS**

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a E-REDES tem disponíveis para recolha de informação do mercado, relativa a eventuais intenções de ligação à rede, permitiu sinalizar zonas de potencial crescimento acentuado de cargas.

Para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar constrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores.

Salienta-se que os grandes empreendimentos têm prazos de concretização alargados, pelo que não se justifica a realização antecipada de infraestruturas extra em resposta a essas solicitações. No entanto, face à relevância dos valores de potência envolvidos, estes poderão influenciar a escolha de soluções técnicas mais potenciadas, globalmente integradas em zonas onde se prevê um crescimento mais acentuado.

Face à incerteza na concretização de novos empreendimentos, em termos de datas e valores de potência a requisitar, serão devidamente monitorizados os focos de desenvolvimento de cargas, uma vez que valores significativamente diferentes dos previstos poderão criar necessidades de ajustamento no investimento, nomeadamente nos últimos anos deste Plano.

---

<sup>18</sup> Considera que o PDIRD-E 2020 tem como referência o ano de 2020 por ser, por princípio, elaborado nesse mesmo ano.

## 6 QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

---

### 6.1 INTRODUÇÃO

O PDIRD-E é um plano de investimento da rede elétrica de distribuição em Alta e Média Tensão (AT e MT), revisto e atualizado em cada dois anos. O PDIRD-E 2020 mantém a estratégia de investimento de ciclos anteriores e apresenta um portfólio de projetos, metade dos quais já constavam do portfólio do PDIRD-E 2018.

Em 2018 foi realizada uma avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E 2018, referente ao ciclo de investimento 2019-2023, que conduziu uma avaliação ambiental com duas componentes:

- Uma componente estratégica, correspondente a uma avaliação ambiental estratégica realizada de acordo com a metodologia do Guia de AAE publicado pela Agência Portuguesa de Ambiente em 2012<sup>19</sup>.
- Uma componente operacional, correspondente a uma avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento.

Concluiu-se que a avaliação ambiental, componente estratégica, deverá permanecer válida até que ocorra uma alteração de estratégia de investimento, enquanto a rotina procedimental de avaliação operacional justifica-se em qualquer caso, com ou sem alteração da estratégia do PDIRD-E, em cada ciclo de planeamento.

Para concretizar a avaliação ambiental, componente operacional, que se passou a designar por avaliação ambiental prévia, aplicou-se um mecanismo para avaliação ambiental de projetos de investimento desenvolvido a partir de mecanismos de avaliação ambiental já existentes na E-REDES.

Esta prática é, aliás, coerente com o previsto nos termos do nº 2, art.º 6º da legislação em vigor, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

### 6.2 JUSTIFICAÇÃO DA NÃO NECESSIDADE DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DO PDIRD-E 2020

A Avaliação Ambiental Estratégica deve ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e com a dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E, revisto a cada dois anos, e ser aplicada apenas quando exista justificação estratégica.

No relatório ambiental elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada “acompanhará os futuros ciclos de planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2018, com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E” (pg. 9 da versão final do relatório).

A AAE do PDIRD-E 2018 foi metodologicamente desenvolvida com uma natureza contínua para assegurar a coerência com a ciclicidade do PDIRD-E e por forma a dar cumprimento aos requisitos

---

<sup>19</sup> Partidário, M.R. (2012). “Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE”, Lisboa. Agência Portuguesa do Ambiente / Redes Energéticas Nacionais.

para avaliação ambiental de planos e programas nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, com a redação atual.

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de planeamento, no período de 2021-2025, que mantém a estratégia relativamente ao ciclo anterior. Mantém-se os objetivos estratégicos do plano (p. 11 – 13 da versão final do relatório ambiental do PDIRD-E 2018), bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) então avaliadas e que se reproduzem na

Tabela 6.1:

A única diferença reside na consideração do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, que acresce ao Quadro de Referência Estratégico. A diferença introduzida é pequena – significa que na OE5, relativamente à segurança do abastecimento, se deve considerar não apenas a evolução da procura, mas também a evolução da produção. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro problema nem no quadro de avaliação, e respetiva identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

Tabela 6.1: Opções estratégicas – Descrição

Opção Estratégica	Descrição
OE 1	Melhorar a QST nas zonas pior servidas e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas
OE 2	Aumentar a resiliência às alterações climáticas das linhas aéreas existentes e novas através de: <ol style="list-style-type: none"> <li>Substituição das linhas aéreas existentes em fim de vida útil por cabos subterrâneos em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores e a zonas onde a rede esteja exposta a risco de incêndio muito elevado;</li> <li>Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas;</li> <li>Atender, na fase da conceção e projeto das novas linhas aéreas aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.</li> </ol>
OE 3	Reforçar a automação da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de suporte a redes inteligentes em todo o território (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	Renovar, substituir ou reabilitar ativos AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes prioritários <sup>20</sup> , segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a segurança de abastecimento, atendendo à evolução da produção e da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar projetos de investimentos orientados para a redução de perdas técnicas

Face ao exposto, apresenta-se no capítulo seguinte a avaliação ambiental da componente operacional, designada como avaliação ambiental prévia, do portfolio de projetos constantes da proposta do PDIRD-E 2020.

<sup>20</sup> Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento nº 3/2017 da ERSE)

## 6.3 AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DA CARTEIRA DE PROJETOS DO PDIRD-E 2020

De acordo com o procedimento assumido, decorrente da AAE do PDIRD-E 2018, a avaliação ambiental prévia da carteira de projetos do PDIRD-E 2020 estruturou-se em três fases:

- Fase A: Verificação dos Critérios A;
- Fase B: Verificação dos Critérios B;
- Fase C: Consulta às entidades competentes.

A verificação dos Critérios A isenta o projeto de qualquer outro tipo de avaliação. Pelo contrário, a sua não verificação obriga a passar à Fase B. Os Critérios A são os indicados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Critérios A.

<b>A1</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas aéreas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
<b>A2</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas subterrâneas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
<b>A3</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações numa <b>subestação existente</b> , sem alterações no perímetro e nível de tensão da mesma.

Para os projetos que passam à Fase B, ou seja, para os projetos que não se encontram nas condições descritas nos critérios da Fase A, são verificados os critérios de localização constantes na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Critérios B.

<b>B1</b>	O projeto localiza-se em Zonas de Proteção Especial (ZPE) (Rede Natura 2000).
<b>B2</b>	O projeto localiza-se em Sítios de Importância Comunitária (SIC) ou Zonas Especiais de Conservação (ZEC)* (Rede Natura 2000).
<b>B3</b>	O projeto localiza-se em áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas
<b>B4</b>	O projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação
<b>B5</b>	O projeto localiza-se em áreas consideradas como Geomonumentos
<b>B6</b>	O projeto localiza-se em Reserva Ecológica Nacional (REN)
<b>B7</b>	O projeto localiza-se em Reserva Agrícola Nacional (RAN)

Sempre que um dos critérios B seja verificado, os projetos serão alvo de uma consulta prévia às entidades cujo parecer é incorporado na elaboração dos respetivos projetos de execução.

Os resultados da Avaliação Ambiental Prévia da carteira de projetos desta proposta final do PDIRD-E 2020, constituída por 134 projetos de investimento, encontra-se resumida na Tabela 6.4. Esta tabela foi atualizada relativamente à versão de julho do PDIRD-E 2020, dado que foram retirados 3 projetos que tinham sido alvo de avaliação ambiental prévia, decorrente do alinhamento com a recomendação do Parecer da ERSE àquela proposta inicial de redução do montante global de investimento.

Tabela 6.4: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2020.

<b>Critérios</b>	<b>Nº Projetos</b>
<b>(Com Alteração Traçado)</b>	<b>48</b>
Sem condicionantes	9
Só condicionante RAN	1
Só condicionante REN	21
Condicionantes REN+RAN	10
Condicionante REN+SIC/ZEC	2
Condicionante REN+Área protegida	1
3 ou mais condicionantes	4
<b>(Sem Alteração Traçado)</b>	<b>86</b>
NA	86
<b>Total</b>	<b>137</b>

A aplicação da Avaliação Ambiental Prévia à carteira de projetos da proposta do PDIRD-E 2020 permitiu identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias. Os pareceres das entidades consultadas serão o mecanismo eficaz para tomar as medidas de mitigação consideradas necessárias.

Tendo em conta os resultados da Avaliação Ambiental Prévia efetuada conclui-se que a carteira de projetos propostos não é suscetível de provocar impacto significativo no ambiente, em função da sua localização, dimensão ou natureza.

No Anexo K apresenta-se o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia efetuada em colaboração com uma entidade científica (ADIST). As recomendações produzidas serão consideradas no melhoramento do processo de Avaliação Ambiental Prévia e no desenvolvimento dos projetos.

## 7 ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2020

---

A análise de risco à proposta final do PDIRD-E 2020, agora apresentada, compreende cinco níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.3);
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (descrito no capítulo 2.3).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às três primeiras dimensões.

### 7.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD-E

A análise de risco a esta proposta avalia o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos enunciados para os diferentes vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Os investimentos previstos no PDIRD-E 2020 respondem às necessidades dos vetores de investimento:

- Segurança de Abastecimento – visa garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Qualidade de Serviço Técnica – visa garantir o cumprimento dos objetivos para a QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço. Este vetor dá resposta à estratégia de evolução da QST considerada nesta proposta do Plano.
- Eficiência da Rede – visa garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND.
- Eficiência Operacional – visa garantir a redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços – visa facilitar o acesso a novos serviços de rede.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores considerados no presente PDIRD-E.

### 7.1.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, garante-se o dimensionamento adequado de todos os componentes da RND para que estes permitam satisfazer a procura de energia elétrica.

O objetivo relativamente a este vetor é o de garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.

O risco associado a este vetor é:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente do Investimento Obrigatório e dos programas Desenvolvimento de Rede, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT e Ligação aos Operadores de Redes BT.

As necessidades de investimento obrigatório são estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

As necessidades de investimento associadas a desenvolvimento de rede partem da análise das condições atuais de desempenho da rede, identificando-se projetos que, face a uma previsão da evolução da procura e da produção, serão necessários e apresentam indicadores económicos adequados.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT permite garantir a renovação (substituição ou reabilitação) de ativos envelhecidos da rede e cuja probabilidade de falha tende a aumentar. Os investimentos realizados no âmbito deste programa contribuem para o aumento da fiabilidade dos ativos associados à RND. A análise dos projetos incluídos neste programa avalia as condições de operação da rede atual e prevista, encontrando a alternativa mais adequada que garanta a Segurança de Abastecimento, a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência da Rede em que estarão inseridos.

As necessidades de investimento associadas à Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

No Desenvolvimento de Rede, embora a evolução mais lenta da procura no passado recente tenha diminuído o investimento associado a este programa, prevê-se que o seu valor global aumente no futuro, face à necessidade de repor a capacidade de receção na RND, resultante do previsível incremento substancial de novas ligações de instalações produtoras.

A preocupação com a renovação sustentável dos equipamentos associados à RND, garantindo o seu desempenho adequado, conduz a um aumento do investimento associado ao programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT associado ao PDIRD-E 2020. Essa necessidade é reforçada pela existência de um grande número de ativos críticos estabelecidos no início da década de 1980 (eletrificação rural), e de ativos anteriores a esses ainda em serviço, que se encontram em fim de vida e que requerem um esforço na sua renovação e reabilitação a concretizar no decurso dos próximos 10 anos.



A necessidade de se promover a expansão de postos de transformação entregando energia às redes BT conduz à expansão da rede MT associada à RND, necessidade essa que conduz ao contributo disponibilizado pelo programa Ligações aos Operadores de Redes BT.

A possibilidade de se proceder a sobreinvestimento ou subinvestimento neste vetor é mitigada da seguinte forma:

- As necessidades de investimento associadas a investimento obrigatório são estimadas com base em indicadores estatísticos que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, esses valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que este possa ser diferente do inicialmente previsto;
- O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite calendarizar os projetos associados a desenvolvimento da rede, reavaliando quais são os projetos mais adequados para acompanhar a evolução da procura e da produção. A calendarização dos projetos é avaliada para diferentes cenários de evolução da procura. Verificou-se que, para os cenários de procura analisados, não há alterações da calendarização para os projetos com investimentos previstos nos 2 primeiros anos de vigência deste Plano (conforme descrito no capítulo 2.3). Essa análise permite concluir que o período de revisão do PDIRD-E é adequado para mitigar o risco de sobreinvestimento ou de subinvestimento;
- Os ativos da rede, apesar das ações de manutenção e conservação, vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha (a idade média de muitas das diferentes classes de ativos tem vindo a aumentar e apresenta agora valores elevados quando comparados com a respetiva vida útil esperada). O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT é dotado de uma verba determinada em função de uma análise do desempenho e da idade dos ativos mais críticos para o desempenho da RND, sendo realizada uma análise criteriosa dos projetos de investimento associados ao programa, que se baseia numa análise dos riscos de falha dos ativos, e garantindo uma renovação sustentada da RND.

O investimento realizado neste programa tem resultado num aumento da vida útil média dos ativos da RND, o que se poderá traduzir, a prazo, num impacto negativo da sua fiabilidade. O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite fazer uma reavaliação regular do desempenho dos equipamentos em serviço na RND, adequando o investimento associado a este programa em função dessa avaliação. O subinvestimento em renovação de ativos poderá traduzir-se, a prazo, numa degradação do desempenho da rede elétrica, com aumento do número de falhas e dos custos associados a intervenções de investimento de natureza corrente urgente e de manutenção corretiva.

A avaliação da rede, na zona de implementação de cada projeto, para cenários de evolução da procura mais exigentes e de reduzida probabilidade de ocorrência, surge como uma medida adicional de mitigação do risco de não garantia da alimentação de 100% da procura. Verifica-se, no entanto, que existe algum risco de não alimentação de cargas em situação de contingência N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD-E 2020 (ver capítulo 3.1.1.1). Na alternativa adotada para a segurança de abastecimento, não se prevê, no final do Plano, a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 264 MW não simultânea para a totalidade da RND.

De acordo com o estudo realizado pelo INESC TEC, “Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios”, cujo sumário executivo é apresentado no Anexo H.2, os custos associados com potência cortada associada a um eventual subinvestimento são substancialmente superiores aos valores de investimento que evitam essa potência cortada. Pode-se

concluir pela importância de manter o investimento neste vetor em níveis adequados evitando situações de eventual incapacidade de fornecer a energia solicitada, o que permite concluir que o risco de se concretizar um nível de investimento diferente das necessidades neste vetor é assimétrico, sendo maior o risco associado a subinvestimento do que o risco associado a sobreinvestimento.

Os mecanismos de mitigação do risco garantem a realização dos montantes de investimento, associados ao vetor Segurança de Abastecimento que se revelem efetivamente necessários.

Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco associado quer à realização de níveis de investimento não adequados, quer quanto ao não cumprimento dos critérios de planeamento, é negligenciável.

## 7.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, dá-se resposta às exigências estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço, com enfoque na redução das assimetrias e aumento da resiliência das redes.

Os objetivos para a evolução da qualidade de serviço para o período 2021-2025 são apresentados no capítulo 3.1.1.2.2.

O risco associado a este vetor é:

- Não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço técnica estabelecidos.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e ainda Abertura e Restabelecimento de RSFGC.

Os investimentos previstos pela E-REDES e associados a este vetor contribuem para os objetivos descritos no capítulo 3.1.1.2.2, tendo sido selecionados com base numa análise que permite avaliar o seu contributo para a evolução da qualidade de serviço técnica nesta proposta de PDIRD-E 2020.

Refira-se que este objetivo aponta para a melhoria global da qualidade de serviço em relação aos níveis de referência atuais, conseguida através da redução de assimetrias entre regiões (recuperação na zona C e manutenção nas zonas A e B do RQS).

Tratando-se de valores estimados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio. As condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados. Particularmente relevante, relativamente a esses desvios, será a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

Para este Plano fez-se a avaliação do desempenho de ativos críticos para o desempenho da RND no que diz respeito à sua fiabilidade, avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados.

O risco de não cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço é também mitigado pelo disposto no artigo 9º. Do RQS. Este artigo estabelece, na alínea b) do seu n.º 4, que a classificação de um

evento como excepcional permite *“que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.”*

Não obstante, a E-REDES promove, por intermédio dos seus planos de investimento e de manutenção (onde se promove a rigorosa monitorização e manutenção das distâncias regulamentares à vegetação), o aumento da resiliência da RND perante fenómenos extremos, incluindo associados a incêndios florestais. Adicionalmente, e a exemplo de outros ORD, as intervenções para aumento da resiliência poderão estar associadas à renovação de redes aéreas, promovendo a sua passagem a subterrâneo em zonas mais expostas a eventos extremos

Conforme ilustrado no capítulo 3.1.1.2.2, os investimentos realizados na RND têm proporcionado melhorias de qualidade de serviço registando-se no último quinquénio uma tendência de manutenção dos indicadores, que permitem estabelecer uma relação entre esse esforço de investimento e os resultados assim obtidos. A experiência acumulada pela E-REDES, apoiada no modelo de avaliação de impacto do investimento em QST desenvolvido com o INESC TEC permite, dentro de uma margem de incerteza adequada, estimar a relação futura entre os investimentos a realizar e a evolução esperada da qualidade de serviço.

Não obstante a existência dos mecanismos de mitigação descritos, é possível não se atingir o objetivo definido para este vetor, na proposta do PDIRD-E 2020.

A revisão do volume de investimento previsto nesta proposta final, respondendo ao Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 resulta num maior envelhecimento dos ativos de distribuição, podendo agravar o seu desempenho e aumentar a probabilidade de falha desses ativos, resultando num maior risco de não cumprimento dos objetivos associados a este Vetor.

Admite-se que o risco residual de não cumprimento do objetivo, para a banda de incerteza apresentada no capítulo 3.1.2.2., é tolerável a moderado.

### **7.1.3 EFICIÊNCIA DA REDE**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede pretende-se adequar os níveis de perdas na RND.

O atual desempenho da RND, no que diz respeito às perdas técnicas, pode ser considerado adequado. Para os valores de trânsito de energia verificados em 2019, esse valor foi estimado em 0,73% da energia entrada na rede AT e 1,38% da energia entrada na rede MT.

Num estudo apresentado em 2016 pelo INESC-ID, “Avaliação do Comportamento da Rede de Distribuição Face ao Crescimento da Produção Distribuída”, conclui-se que o aumento da pequena produção nas redes BT origina uma redução das perdas verificadas na RND. Ao contrário, a produção distribuída diretamente ligada à RND tem tendência a aumentar o valor das perdas. O sumário executivo desse estudo foi apresentado no PDIRD-E 2016.

Um novo estudo, elaborado pelo INESC TEC em 2019, “Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”, analisando redes AT e MT, suporta a conclusão de que um aumento da produção distribuída em AT e MT deverá traduzir-se num aumento das perdas técnicas verificadas nesses níveis de tensão (no caso da rede AT o estudo conclui que aquelas que tem um nível elevado de produção distribuída apresentam um volume de perdas percentuais que é o dobro do das redes sem produção distribuída).

O risco associado a este vetor é:

- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado. Este risco poderá estar associado às condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), bem como ao ritmo de aparecimento de novos PRE.

Os investimentos associados a este vetor decorrem, essencialmente dos programas Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede, Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Redução de Perdas Técnicas AT/MT, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT e Ligações aos Operadores de Redes BT.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

As perdas técnicas dividem-se em duas componentes, uma das quais fixa (não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT e consumos próprios de SE, sendo de cerca de 145 GWh anuais), e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule). Estas últimas variam aproximadamente com o quadrado da energia transitada<sup>21</sup>, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura. Caso esta evolua mais rapidamente do que o previsto, os investimentos de expansão e renovação da rede poderão não ser suficientes para contrariar o aumento das perdas por efeito de Joule associado a esse aumento dos consumos, traduzindo-se num aumento do nível de perdas verificado na RND.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E que, ocorrendo de dois em dois anos, permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Os projetos incluídos neste Plano foram avaliados para diferentes cenários de evolução da procura. No entanto, sendo todas as restantes variáveis iguais, variações da evolução da procura traduzem-se em variações do nível de perdas, uma vez que as perdas variáveis variam com o quadrado da potência transitada nas redes. O cenário inferior de procura prevê, para 2026, que a energia distribuída na RND (sem consumos MAT) será de 43,465 TWh. O cenário superior prevê que essa energia será de 47,170 TWh, uma diferença de 8,5%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração semelhante da percentagem de perdas.

O risco de não cumprimento das metas também pode advir de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE, nomeadamente se ocorrer um rápido crescimento desta – seja pela construção de novos aproveitamentos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento, o sol ou a chuva.

A produção distribuída, até determinada quantidade de energia entregue à rede, tende a reduzir os trânsitos de energia verificados nesta, reduzindo as perdas. No entanto, passado um ponto de equilíbrio entre consumo e produção local, a produção distribuída pode inverter os trânsitos de energia até então verificados na rede, momento a partir do qual o aumento da produção distribuída gera um aumento das perdas técnicas na rede.

A potência PRE ligada à RND, em 2019, atingiu já 4.614 MVA. Esta PRE já contribui para o aumento das perdas técnicas verificadas na RND. Com o aumento da produção distribuída – que se espera que seja muito significativa ao longo do período de vigência do PDIRD-E, como resultado das orientações

---

<sup>21</sup> Pode não ser exatamente se houver variações da forma dos diagramas de carga ou alteração dos trânsitos de energia na rede, por exemplo associados a modificações dos padrões ou volume da energia entregue pela PRE.

de política energética –, esse impacto aumentará. Prevê-se que a PRE ligada às redes de distribuição seja, em 2025, de 7.251 MVA.<sup>22</sup>

Os valores de investimento previstos nesta proposta do PDIRD-E 2020, associados a este vetor, permitirão manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista. Segundo o estudo do INESC TEC, “Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios”, o benefício de longo prazo por investimento na rede ultrapassa largamente o custo de investimento associado.

Sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável.

### **7.1.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL**

Este vetor contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização.

O risco associado a este vetor é:

- Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional.

Os investimentos recaem sobre duas categorias, investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

As necessidades de Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT são estimadas tendo presente o desempenho da RND, sendo esse desempenho monitorizado. Considera-se a necessidade de se realizar uma renovação adequada, a qual garanta a sustentabilidade dos atuais níveis de desempenho e de custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva.

O risco de se proceder a volumes de investimento em renovação e reabilitação de ativos desadequados é, portanto, mitigado pelo conjunto dessas ações – identificação de volumes de investimento necessários, face ao conjunto dos ativos em exploração, e identificação dos ativos individuais a serem objeto de renovação ou reabilitação através da monitorização do desempenho da RND e de uma avaliação dos seus índices de saúde e de criticidade.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

A automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional. Também pode contribuir para melhorar a eficiência operacional se conduzir a um menor número de intervenções físicas (por substituição por operações remotas) ou a uma mais rápida deteção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de deteção de elementos avariados por inspeção das redes).

Os investimentos em automação da rede, com contributo mais significativo para a Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, também apresentam benefícios para a Eficiência Operacional.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução de mecanismos de automação.

---

<sup>22</sup> O PNEC 2030 aponta para um objetivo de potência instalada associada a fontes de energia renovável de 26-29 GW em 2030, o que terá impacto ao nível da potência instalada associada à RND.

A revisão do volume de investimento previsto nesta proposta final de PDIRD-E 2020, respondendo ao Parecer da ERSE à versão de julho resulta num maior envelhecimento dos ativos de distribuição, podendo agravar o seu desempenho e aumentar a probabilidade de falha desses ativos, resultando num maior risco de não cumprimento dos objetivos associados a este Vetor.

Assim, pode-se concluir que o risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é tolerável a moderado. Este risco terá tendência a aumentar a partir de meados da década, quando um volume apreciável de ativos se aproximará do final do seu período de vida útil, se não se proceder à sua renovação em tempo útil.

### **7.1.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS**

Este vetor contempla investimentos que possibilitam o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.

Os investimentos na RND mais relevantes estão associados ao programa InovGrid. Também se destacam os projetos no âmbito do programa Investimento Inovador.

Os projetos inovadores apresentam risco tecnológico ou aplicacional elevado (tecnologia nova ou projetos nunca implementados na atividade corrente).

As três áreas de investimento inovador são: componentes avançados; monitorização e sensorização da rede; e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Os projetos associados a monitorização, inteligência e gestão ativa e integrada da rede criam potencialidades facilitadoras do desenvolvimento de novos serviços que os comercializadores poderão oferecer aos seus clientes.

Os projetos inovadores, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico. Esse risco é considerado tolerável, tendo em conta a monitorização e acompanhamento mais pormenorizado desses projetos. No que diz respeito aos sistemas aplicacionais, o risco tecnológico é mitigado pelo desenvolvimento de arquiteturas resilientes, fault tolerant e com redundância. Adicionalmente, estes projetos são avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

### **7.1.6 CONCLUSÃO**

O resultado da análise de risco realizada para os cinco vetores analisados é resumido na Tabela 7.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados e depois de ajustados os objetivos de QST, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos deste Plano, mantém-se no nível tolerável.

O Vetor de Investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco – nomeadamente de natureza meteorológica – que não são controláveis.

Tabela 7.1: Resultado da análise de risco realizada para cada Vetor de Investimento

Vetor	Identificação do Risco	Análise do Risco	Avaliação do Risco	Tratamento do Risco
<b>Segurança de Abastecimento</b>	<p>Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.</p> <p>Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.</p>	<p>Verificação de procura muito acima dos níveis previstos, fazendo com que os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a essa procura.</p>	<p>As previsões de evolução de consumos apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo, é elevado. Consideram-se probabilidades de não excedência da evolução da procura associada a cada projeto de 90%.</p>	<p>O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O benefício acumulado com o investimento neste vetor ultrapassa largamente o valor de investimento realizado.</p> <p>O risco é negligenciável.</p>
<b>Qualidade de Serviço Técnica</b>	<p>Não se atingirem os objetivos de Qualidade de Serviço Técnica estabelecidos.</p>	<p>Ocorrência de fenómenos climáticos extremos ou incêndios que deteriorem os resultados de QST. Degradação do desempenho dos ativos da RND.</p>	<p>Ocorrência de tempestadas com impacto significativo a nível de QST com frequência elevada. Os investimentos para melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença desses fenómenos, não previnem completamente.</p> <p>Perigo de ocorrência de incêndios de grandes dimensões, causando danos significativos aos ativos da RND.</p> <p>Investimento reduzido em renovação de ativos pode conduzir a um aumento do número de incidentes.</p>	<p>Projetos de investimento tendo por objetivo o aumento da resiliência da RND nas zonas mais expostas.</p> <p>O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excecionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões de QST estabelecidos para as redes de distribuição.</p> <p>Níveis de investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT não assegurando a necessária renovação de ativos degradados, condicionando o desempenho futuro da RND.</p> <p>O risco de não cumprimento dos objetivos de QST é tolerável a moderado.</p>
<b>Eficiência da Rede</b>	<p>O desempenho da RND não ser adequado face ao esperado.</p>	<p>As perdas técnicas na RND atingirem valores elevados, decorrentes de um aumento da procura muito acima do previsto ou de um contributo da PRE para as perdas acima do previsto.</p>	<p>As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo e avaliando-se a globalidade do sistema, é elevado (probabilidade de 95% da procura agregada se encontrar entre os cenários inferior e superior considerados no PDIRD-E). O nível de eficiência da RND no que diz respeito às perdas é elevado.</p>	<p>O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O risco é tolerável.</p>
<b>Eficiência Operacional</b>	<p>Os investimentos realizados não contribuírem para a melhoria da Eficiência Operacional.</p>	<p>Não se atribuir um volume de investimento de renovação das redes que garanta a substituição adequada de ativos em fim de vida, obrigando à realização de mais ações de manutenção.</p> <p>O investimento em automação contribui para a redução de custos operacionais, podendo os projetos realizados não gerarem benefícios significativos associados a este vetor.</p>	<p>Os ativos em fim de vida útil tendem a gerar uma maior necessidade de intervenções de manutenção. A não renovação adequada desses ativos traduz-se num aumento das necessidades de operações sobre a rede.</p> <p>A automação contribui para a melhoria da eficiência operacional. Sendo os projetos avaliados antes da sua realização, o risco analisado será o de não gerarem benefícios significativos a nível de eficiência operacional (sendo estes projetos destinados sobretudo à melhoria da QST).</p>	<p>Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões contribuíram para a definição do investimento de renovação considerado no PDIRD-E.</p> <p>A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento.</p> <p>O risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo. O risco de degradação da eficiência operacional devido ao envelhecimento dos ativos é tolerável a moderado, aumentando este risco a partir de meados da década.</p>
<b>Acesso a Novos Serviços</b>	<p>Risco tecnológico.</p>	<p>Não se atingirem os objetivos pretendidos para os projetos inovadores, de teledividida e de acesso remoto.</p>	<p>O investimento inovador inclui projetos com investimento tecnológico ou aplicacional elevado (tecnologias novas ou projetos nunca implementados pela E-REDES).</p> <p>A teledividida e acesso remoto visa possibilitar o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.</p>	<p>Os projetos inovadores merecem um acompanhamento próximo, analisando-se previamente a tecnologia, os objetivos e acompanhando-se os seus resultados. São projetos limitados no orçamento, sendo o seu desempenho avaliado previamente a decisões sobre disseminação das tecnologias testadas. O risco é tolerável.</p> <p>Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas, os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.</p>

## 7.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJECTOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO

### 7.2.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo. Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição foi realizado, para o PDIRD-E 2014, um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy (Cie3)* do Instituto Superior Técnico (IST), intitulado “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”.

Esse estudo permitiu desenvolver uma metodologia de análise de risco de projetos de investimento incluídos no presente Plano.

Foi realizada uma análise de sensibilidade à evolução da procura para os projetos com investimentos previstos para o PDIRD-E, que incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos, a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários. Essa calendarização também tem em conta a avaliação do risco de surgimento de estrangimentos na rede em cenários com baixa probabilidade de serem excedidos, mencionada em 2.3.

A análise de sensibilidade dos restantes projetos considerados neste Plano incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos e a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários.

## 7.2.2 ANÁLISE DE RISCO DE CONJUNTOS DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esse trabalho permite concluir que, considerando-se que a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios são independentes entre si, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é negligenciável, conforme ilustrado na Figura 7.1.

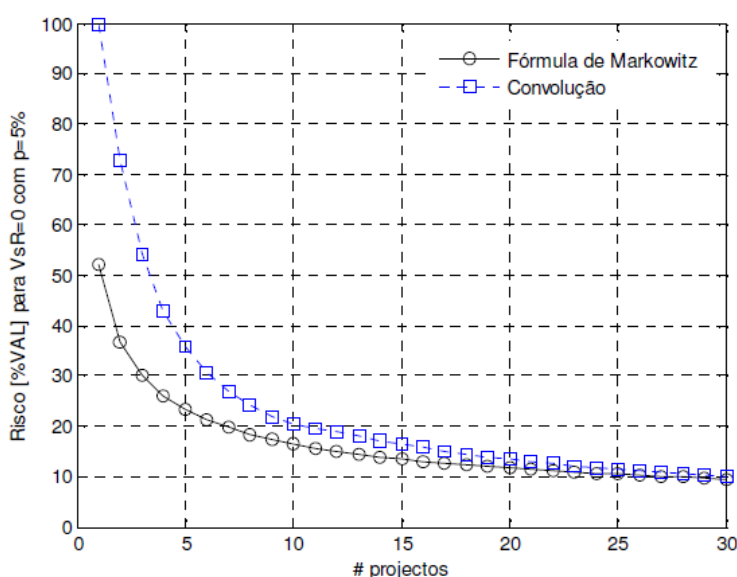


Figura 7.1 : Evolução do risco com o número de projetos iguais

Existe alguma dependência em relação aos benefícios dos projetos, relacionada com o enquadramento macroeconómico, passível de introduzir uma componente de risco sistemático em relação aos benefícios. Contudo, atendendo a que os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garante-se que esses planos são adequados ao ciclo económico em que são executados.

Adicionalmente, os investimentos na rede de distribuição têm vidas úteis prolongadas – de 30 anos para a maioria dos ativos. Essas vidas úteis são muito superiores aos ciclos económicos, mitigando o risco de poderem gerar menos benefícios do que os esperados em algum momento da sua vida útil. Os pressupostos utilizados na avaliação económica – na qual se considera taxas de evolução dos consumos nos primeiros 10 anos e consumos constantes no restante período – também contribuem para mitigar o risco de se realizarem projetos cujos benefícios se venham a revelar insuficientes para justificar a sua realização.



## 8 CARACTERIZAÇÃO DA RND

---

### 8.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT.

A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE Lindoso e o PdE REN- Pedralva.

A estrutura da rede AT é genericamente emalhada, sendo a exploração efetuada em malha fechada sempre que possível e conveniente. A maior parte da rede AT é aérea existindo, no entanto, uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto.

A configuração típica das subestações AT/MT pressupõe que estas tenham a possibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, sendo dotadas de barramento AT e possuindo dois transformadores de potência. Em zonas de elevada densidade de cargas, e por razões de limitações de espaço, existem subestações sem barramento AT, constituindo como que um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, sendo garantida a reserva N-1 às cargas servidas. Em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas em que a sua configuração de base prevê a possibilidade de expansão futura; esta situação poderá, também, ocorrer em novas subestações nos primeiros anos de funcionamento. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a E-REDES dispõe de unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva.

As subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas, o que flexibiliza a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente.

Geograficamente, estas instalações encontram-se naturalmente mais concentradas nas zonas de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30kV, 15kV e 10kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV.

Atualmente existem ainda pequenas redes 6 kV que no horizonte do presente plano se prevê serem eliminadas, substituindo por redes de nível de tensão mais elevado. A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõe de alimentação

alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção.

## 8.2 INVESTIMENTOS A REALIZAR NA REDE

Neste capítulo procede-se à caracterização genérica dos principais investimentos a realizar no período de 2021 a 2025. No Anexo C, sob o formato de ficha, descrevem-se os projetos individualmente, bem como os conjuntos de projetos (designados subprogramas) que, por possuírem um objetivo comum, estão agrupados e são analisados em conjunto<sup>23</sup>.

Nas fichas, os investimentos são apresentados a custos totais<sup>24</sup> e com a calendarização proposta neste Plano, sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários.

Nas listas constantes dos Anexos F e G estão identificados todos os investimentos previstos. Para além dos principais investimentos atrás referidos, são ainda listados, em cada programa e subprograma de investimento, os valores agregados dos projetos não descritos individualmente. Os valores constantes destes anexos são apresentados a custos primários.

A configuração da rede AT resultante da realização dos projetos propostos, até ao final do ano 2025, encontra-se representada no Anexo B.1.1.

Os projetos considerados para o Plano podem, assim, agregar-se em três tipos de investimentos, conforme pontos seguintes.

### 8.2.1 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO E DE CENTROS ELETROPRODUTORES

Inclui os projetos de ligação de instalações de consumo e de produção à rede AT, ou através de subestações AT/MT especialmente construídas para proporcionar essa ligação, e que serão integradas na RND

Dada a natureza destes projetos, a sua concretização depende naturalmente da iniciativa de terceiros. Apenas são referenciados os projetos com adjudicação formal dos requerentes da ligação, que previsivelmente entrarão em serviço no período inicial do PDIRD-E 2020. Os custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor, passando as infraestruturas a integrar a RND, após a sua construção.

Durante o ano de 2020, prevê-se concluir a ligação de 4 novas instalações de consumo em AT (todas na sequência de aumentos de potência de instalações existentes, ligadas em MT) e concluir as infraestruturas de aumento de potência de 3 instalações de consumo existentes, já ligadas em AT. Em

---

<sup>23</sup> São indicados os investimentos (projetos individuais ou subprogramas) de valor total igual ou superior a 500.000 € (a custos primários), bem como os projetos que interligam com a RNT, independentemente do seu valor de investimento.

<sup>24</sup> Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

2021, prevêem-se ligar mais 2 novas instalações de consumo AT. No total, estas instalações representam um aumento de potência requisitada na rede AT de 180 MVA.

Consequência da ligação dos novos consumidores e dos aumentos de potência, a RND passará a integrar mais 6 postos de corte AT e cerca de 33 km de linhas aéreas e 4 km de cabos subterrâneos. Cada vez mais, as novas instalações na rede AT são ligadas através de um posto de corte inserido numa linha passante nas proximidades, reduzindo o impacto da construção de linhas AT mais compridas, com ocupação de novos traçados.

A falta de previsão para ligações após 2021 explica-se porque a adjudicação formal da ligação ocorre normalmente com um ou dois anos de antecedência face à data pretendida para a ligação. Só desde 2018 houve cerca de 15 pedidos de viabilidade de aumentos de potência, ou de condições de ligação de instalações na rede AT, representando um aumento global da potência requisitada de 334 MVA e que à data não tinham formalizado a adjudicação.

Relativamente às instalações de produção, em ano de 2020, encontravam-se em construção para ligação à rede AT 16 novos centros electroprodutores (13 centrais fotovoltaicas, 1 parque eólico, 1 central de biomassa e 1 central hídrica), com a potência total de ligação de 434 MVA. Em consequência destas ligações, serão integrados na RND mais 8 postos de corte AT e cerca de 51 km de linhas aéreas e 1 km de cabo subterrâneo AT. Infraestruturas de outros centros eletroprodutores encontram-se em construção para ligação à rede MT.

Nos próximos anos, prevê-se um aumento significativo de ligações de novas instalações de produção à RND. Após a vigência do DL n.º 76/2019, de 3 de junho, que suspendeu os processos pendentes, encontra-se atribuída ou reservada a potência de ligação na RND de cerca 3700 MW/MVA, maioritariamente em centrais fotovoltaicas. Tendo por base as disposições legais do licenciamento das instalações, o prazo expectável de concretização das ligações destes empreendimentos é de 2 a 4 anos.

## **8.2.2 LIGAÇÃO À RNT**

Abrange projetos relacionados com a ligação à RND dos novos injetores MAT/AT, com a construção de novas ligações AT a injetores existentes e com a adaptação dos interfaces da RND nas ligações entre os dois operadores. A realização destes projetos é avaliada e coordenada entre as concessionárias da RNT e da RND e corresponde a objetivos de reforço e reestruturação da RNT, a necessidades de potência da RND e a questões de segurança e qualidade de serviço.

O Plano de investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o operador da RNT.

Nas reuniões de coordenação dos planeamentos do ORD e do ORT, realizadas periodicamente, é assegurado o alinhamento de projetos que envolvem ambos os operadores, sendo assim incorporados neste Plano.

Caso haja alguma alteração posterior na execução do mesmo, esta será sempre efetuada de forma coordenada entre os operadores da RND e da RNT.

No Anexo C inclui-se a descrição dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização, estando também no Anexo F.1 resumidamente em forma de lista. Dos 8 projetos apresentados, 6 já se encontram coordenados com o ORT. As novas SEs 60/30kV de Castro Verde e Ourique têm data de conclusão para além do período deste PDIRD-E tendo sido dado conhecimento

desta intenção ao ORT em reunião recentemente realizada (dezembro de 2020) entre o ORD a e o ORT.

### 8.2.3 DESENVOLVIMENTO DA RND

Enquadram-se neste âmbito os restantes projetos previstos neste Plano, que têm por objetivo atender à evolução natural dos consumos e à melhoria da eficiência da rede, ao aumento da capacidade de recção de produção distribuída e ao cumprimento dos padrões de segurança de planeamento e de qualidade de serviço, bem como às necessidades de renovação e de melhoria da condição dos ativos, ao aumento da resiliência da rede e ao desenvolvimento das redes inteligentes.

A descrição e caracterização pormenorizada destes projetos encontra-se, em forma de ficha, no Anexo C.

Os investimentos previstos nos últimos anos do período serão oportunamente reavaliados nas subseqüentes revisões do PDIRD-E, a efetuar de dois em dois anos, podendo sofrer alterações ou surgirem novos investimentos.

## 8.3 SITUAÇÃO PREVISTA EM 2020 E APÓS A CONCLUSÃO PLANO

Apresenta-se, na Tabela 8.1, uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2020.

Tabela 8.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2020

<b>Caraterização da Rede em 31.12.2020</b>			
<b>Subestações AT/MT:</b>	Nº Subestações		395
	Nº TP AT/MT		670
	Potência Instalada	[MVA]	17.126
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		51
	Potência Instalada	[MVA]	395
<b>Rede AT:</b>	Aérea	[km]	8.936
	Subterrânea	[km]	517
<b>Rede MT:</b>	Aérea	[km]	58.524
	Subterrânea	[km]	14.465

Nota: a informação sobre a Rede AT inclui as linhas em serviço e ligadas a 60 (ou 130) kV; a informação sobre a rede MT, inclui os circuitos em serviço e ligados a um circuito alimentador (não contempla circuitos desligados).

Neste Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos uma vez que as diferenças entre os três cenários de consumo são desprezáveis.

No Anexo B.1.1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.2 é apresentada a caracterização individual da rede MT, mais pormenorizada.

Apresenta-se, na Tabela 8.2, a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2020 e 31.12.2025, bem como a sua variação relativamente a 2020.

Tabela 8.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2025

Caraterização da Rede		2020	2025	Variação 2020-2025	
<b>Subestações AT/MT:</b>	Nº Subestações	395	410	15	3,8%
	Nº TP AT/MT	670	681	11	1,6%
	Potência Instalada [MVA]	17.126	17.531	405	2,4%
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>	Nº Subestações	28	27	-1	-3,6%
	Nº TP MT/MT	51	49	-2	-3,9%
	Potência Instalada [MVA]	395	375	-20	-5,1%
<b>Rede AT:</b>	Aérea [km]	8.936	9.016	80	0,9%
	Subterrânea [km]	517	601	84	16,3%
<b>Rede MT:</b>	Aérea [km]	58.524	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea [km]	14.465	n.d	n.d	n.d

Da análise da tabela, verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2020-2025 se situará nos 3,8%, com um aumento da potência instalada de 2,4%.

Este crescimento, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, prende-se também com o investimento previsto para a reposição da capacidade de receção da RND e com a melhoria da qualidade de serviço técnica a pontos de entrega com pior qualidade de serviço, o que motivou o aparecimento de novas subestações no período do Plano.

Sublinha-se a tendência para a desativação das subestações MT/MT, nomeadamente por razões de melhoria da qualidade de serviço técnica e da eficiência da rede.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto no quinquénio 2021-2025 situa-se em 1,74% (o saldo indicado na Tabela 8.2 não contempla as situações de substituição de condutores).

Refere-se que o crescimento previsto na rede subterrânea AT é significativo (16,3%) tal facto deve-se aos investimentos previstos, essencialmente no subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas, cuja descrição mais detalhada se encontra no Anexo C.

Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2025 dado que as alterações da rede MT são principalmente devidas à indefinição da localização das novas subestações AT/MT previstas neste

Plano, assim como a pequenos projetos e a iniciativas de terceiros, e ainda não totalmente definidas para estes anos, o que não permite projetar a rede com rigor.

Apresenta-se na Figura 8.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, surgirão durante este Plano, num total de 17 novas subestações a construir. Em 2021, está prevista a desativação da subestação São Julião cuja carga passará a ser alimentada pela subestação Vila Robim e em 2023 a subestação Sabugueiro será substituída pela nova subestação Manteigas . Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na Tabela 8.1 é de 15 subestações.

Das 17 novas subestações previstas para o período, duas prendem-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica, oito com a reposição da capacidade de receção da RND , uma no âmbito do dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito e as restantes para segurança de abastecimento

A execução da nova subestação de Portalegre, prevista para a reposição da capacidade de receção da RND, cumpre também o objetivo de alimentação às cargas das capitais de distrito (zona A) para criação de dupla alimentação às cargas aí localizadas.

Na Figura 8.1 indicam-se por concelho, as novas subestações AT/MT e intervenções previstas nas existentes e propostas neste Plano.

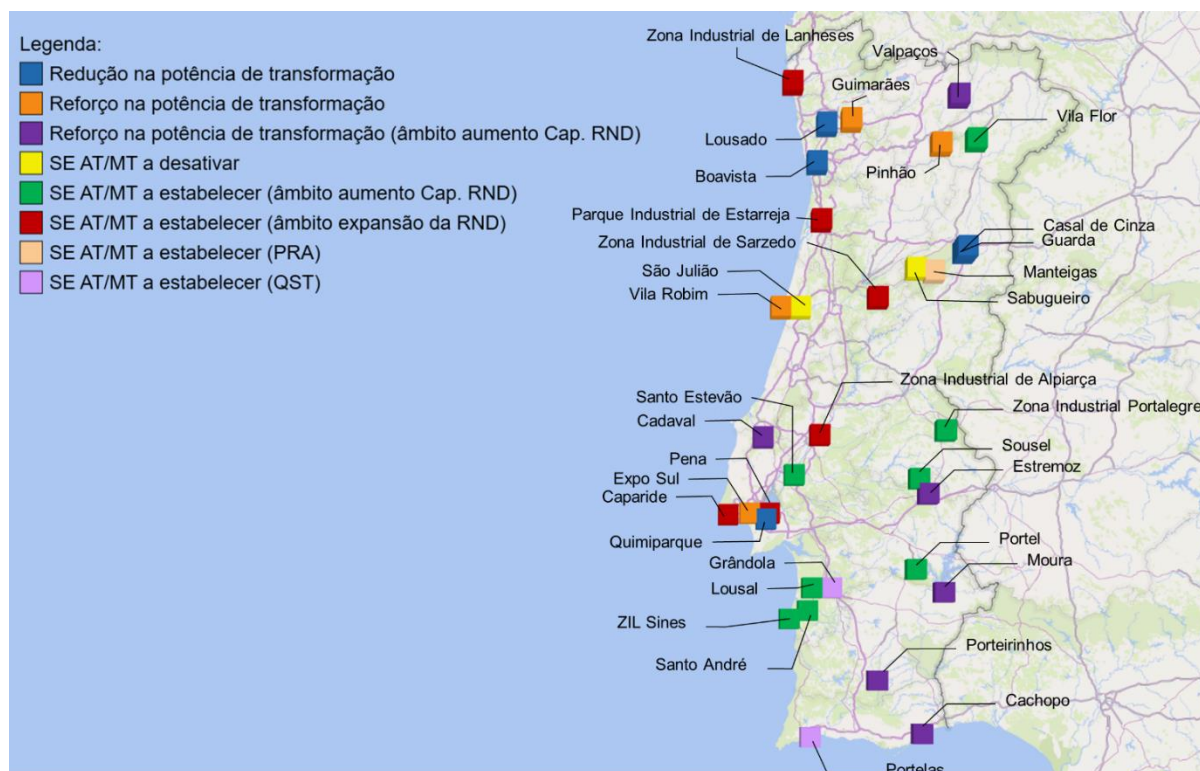


Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2020-2025

Nos capítulos seguintes apresentam-se as condições de funcionamento da rede para o cenário central de consumos.

### 8.3.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

A utilização de linhas e cabos AT da RND é obtida através de um processo estocástico que considera uma modelização das cargas da RND (consumo e geração) para gerar diagramas de simulação.

Estes diagramas representam as cargas em 12 regimes e que resultam do cruzamento entre as 4 estações do ano (primavera, verão, outono e inverno) para 3 tipos de dias da semana (úteis, sábados e domingos).

Desta forma, simula-se a dinâmica dos fluxos de consumo e geração da RND, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga em cada linha.

Na Tabela 8.3 indica-se, a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado em 31.12.2020 e 31.12.2025.

Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2020 e 31.12.2025

Utilização [%]	2020		2025	
	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 70	9.279	98,2	9.503	98,4
Ut > 70	173	1,8	158	1,6

Embora se tenha verificado um abrandamento dos consumos nos últimos anos, que se reflete na utilização da capacidade das linhas AT, verifica-se que ainda persistem situações com utilizações acima dos 70% em 31.12.2020.

No final do Plano, e para o cenário de consumo considerado, verifica-se um ligeiro desagravamento da utilização da capacidade da rede AT, diminuindo a percentagem de linhas com utilização superior a 70% relativamente a 2020.

Verifica-se que, para o cenário de consumo considerado, no final do Plano existem três linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%.

Em duas das linhas, tal, é devido à forte componente de geração. Dado tratar-se de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento neste Plano para a redução do nível de utilização das mesmas.

Para a terceira linha, a utilização elevada está associada à reduzida intensidade admissível no verão, dado ter sido projetada antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro. Assim, não se prevê a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

### 8.3.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

A utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND é obtida através de um processo estocástico, igual ao descrito no ponto 1.1.1, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga por subestação.

Na Tabela 8.4 apresentam-se as utilizações das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada, em 31.12.2020 e 31.12.2025.

Tabela 8.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2020 e 31.12.2025

Utilização [%]	2020		2025	
	[nº]	[%]	[nº]	[%]
Ut ≤70	365	92,4	374	90,6
70<Ut ≤90	27	6,8	34	8,2
Ut > 90	3	0,8	2	0,5

Em 2020 a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 50% para o cenário de consumo considerado. Entretanto, verifica-se que existem, ainda, algumas instalações onde a utilização da potência instalada é superior a 70% e a 90%.

As subestações com utilização superior a 90% foram objeto de uma análise mais detalhada no âmbito deste Plano, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No final deste Plano, para o cenário de consumo considerado, prevê-se que duas subestações AT/MT tenham uma utilização superior a 90%. Dado que os consumos associados a estas subestações se fazem, normalmente acompanhar de produção de energia, eólica, a probabilidade de sobrecarga nestas subestações é muito baixa. Assim, não se previu a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

Na Tabela 8.5 apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da E-REDES, para os anos de 2020 e 2025 e respetiva variação.

Tabela 8.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

AA	2020		2025		Δ Pot. Inst. 2020-2025 [%]
	Pot. Inst. (MVA)	Utilização [%]	Pot. Inst. (MVA)	Utilização [%]	
Douro	2.623	55	2.675	56	2,0
Porto	3.584	56	3.606	58	0,6
Mondego	1.796	42	1.802	45	0,3
Tejo	2.536	46	2.626	48	3,5
Lisboa	4.634	49	4.674	50	0,9
Alentejo e Algarve	1.954	46	2.148	44	10
<b>TOTAL</b>	<b>17.126</b>	<b>50</b>	<b>17.531</b>	<b>51</b>	<b>2,4</b>

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98 e um fator de potência médio de 0,93

Para o cenário de consumo considerado a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é de 51%, não se verificando variação significativa face ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, genericamente, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada, por área geográfica, refere-se que os valores das áreas Douro, Tejo e Alentejo e Algarve são superiores à média nacional, o que se deve essencialmente ao aparecimento de novas subestações para satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e para a reposição da capacidade de receção da RND.



### 8.3.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

A Tabela 8.6 reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para o cenário de consumo considerado.

Tabela 8.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2020

Situação em 31.12.2020			
Nível Tensão [kV]	N. Saídas média/SE [un.]	Compr. médio/saída [km]	Carga média/saída [MW]
30	6	41	2,2
15	7	19	2,4
10	16	5	1,4
6	13	1	0,2

A ponta média por saída de subestação AT/MT está relacionada com o nível de tensão da rede de distribuição, que se efetua maioritariamente nos níveis de 15 e 30kV, excetuando-se a rede de distribuição da Grande Lisboa em que predomina a distribuição no nível de tensão de 10kV.

Destaca-se, ainda, que a E-REDES tem vindo nos últimos anos a instalar um elevado número de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e a motorizar e telecomandar um número significativo de postos de transformação (PT).

Em 31.12.2020 prevê-se que existam na rede MT cerca de 8.060 pontos telecomandados.

Com este Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações.

No entanto, existiu a preocupação de reduzir as saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

No Anexo B.2 é apresentada a caracterização da rede MT a 31.12.2020, não estando caracterizada para 2025 pelos motivos anteriormente referidos.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no Anexo C e será dada continuidade ao esforço de telecomando em mais pontos da rede MT, através da instalação de equipamentos do tipo OCR3 nas redes aéreas e telecomando de postos de transformação nas redes subterrâneas.

### 8.3.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em alta tensão, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 25kA e 31,5kA, em função das características da rede em que se insere cada instalação, e com duração estipulada de 3 segundos.

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em média tensão em subestações, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 16kA para 10kV e 15kV, e 12,5kA para 30kV, com duração estipulada de 3 segundos.

Refere-se que os valores máximos das potências de curto-circuito nos barramentos MT foram calculados considerando todos os transformadores da subestação em paralelo. No entanto, a exploração normal é com os semibarramentos abertos.

Então, como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da E-REDES nas condições mais desfavoráveis é de 1,5 segundos, e como a exploração normal é com os semibarramentos abertos, os valores indicados para efeitos de dimensionamento são coerentes com estas condições de exploração, inclusivamente nos casos em que a potência de curto-circuito máxima calculada é superior ao valor de referência.

Para o cálculo dos valores mínimos de curto-circuito, considerou-se que a subestação seria alimentada pela linha de maior secção, quando houver mais do que uma, e com o transformador de maior potência em serviço.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

Na elaboração deste Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores anteriormente referidos para efeitos de dimensionamento.

### **8.3.5 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO**

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista para 31.12.2020, para o cenário de consumoreferido. O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva N-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

#### **8.3.5.1 Ligação de Clientes**

No Anexo B.1.3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND tendo em consideração as cargas naturais respetivas.

Verifica-se que a generalidade das subestações possui potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes, estima-se em 2020 que cerca de 87% das subestações AT/MT, possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

Para as restantes subestações os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta-se, entretanto, que este facto é atenuado na prática devido à contribuição da produção independente ligada à rede MT nas áreas de influência de diversas subestações já que, conforme anteriormente referido, na determinação daqueles valores se considerou a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

Verifica-se que na generalidade das subestações, depois de considerados os aumentos previstos para as cargas, estas continuam a possuir potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Estima-se que, em 2025, cerca de 85% do universo de subestações AT/MT da RND possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

### 8.3.5.2 Reserva N-1

Os pressupostos de garantia de reserva N-1, definidos de acordo com os padrões de segurança para planeamento, variam consoante a zona de qualidade de serviço das cargas abrangidas tal como considerado no RQS. Assim, a garantia de reserva N-1 nas zonas A é mais exigente do que nas zonas B e C.

A situação da RND reflete esta diferença, existindo por exemplo uma maior concentração de subestações em zonas A, com menores comprimentos por saída MT e possibilidades de alimentação alternativas, quer na MT quer na AT, e também uma maior densidade de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT.

Foi definida uma estratégia de instalação de novas subestações AT/MT para garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A) de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. A implementação desta estratégia está sujeita a uma avaliação técnico-económica, caso a caso, mais pormenorizada.

Conforme referido no capítulo 3.1.1.1, esta proposta de PDIRD-E 2020 apenas inclui uma subestação AT/MT que garante a alimentação à capital de distrito Portalegre.

A conversão de redes com diferentes níveis de tensão MT para o nível de tensão predominante visa, também, a garantia de reserva na alimentação das cargas respetivas.

### 8.3.5.3 Variações de Tensão

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a E-REDES realiza em subestações AT/MT seguem as recomendações da NP EN 50160 – características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, bem como o preceituado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, sendo que umas têm duração anual e outras são de caráter permanente. As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão
- Valor eficaz da tensão
- Tremulação/*flicker* da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também os eventos de tensão, mais concretamente, cavas de tensão e sobretensões.

### Monitorização da QEE na E-REDES

No artigo 27º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações das características da tensão.

No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 7 estão definidos quais os critérios de monitorização aos quais o ORD tem que dar resposta.

Segundo o referido Procedimento, a monitorização permanente da QEE na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 68 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018 e registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

Em subestações AT/MT da RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

Ainda segundo o Procedimento, a monitorização da QEE da RND deve incluir a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018, e registar posteriormente, um crescimento anual mínimo de 7 subestações.

### **Evolução da Monitorização da QEE na E-REDES**

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a E-REDES monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2018-2019.

Nesse biénio, e relativamente a subestações AT/MT, foram monitorizadas as instalações referidas na Tabela 8.7.

Tabela 8.7: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2018-2019

Ano	Monitorização permanente		Monitorização periódica - anual	
	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT
2018	68	104	30	58
2019	75	115	30	57

Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no *site* da E-REDES.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

Tendo em consideração as disposições do RQS no que se refere a eventos excecionais, no âmbito da QEE, foram excluídos os dados registados durante o evento excecional associado, em 2018, aos

incidentes de grande impacto resultantes das tempestades *Emma*, *Gisele* e *Leslie*, bem como ao incidente resultante do “Tornado no Algarve”, e, em 2019, aos incidentes de grande impacto resultantes das tempestades *Helena* e *Elsa+Fabien*. Concretamente, foi excluído o respetivo período, para a área geográfica afetada, para efeitos de análise dos fenómenos contínuos de tensão e dos eventos de tensão.

Na Figura 8.2. apresenta-se a evolução, para o período 2018-2019, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT alvo de monitorização periódica é diferente em cada ano.

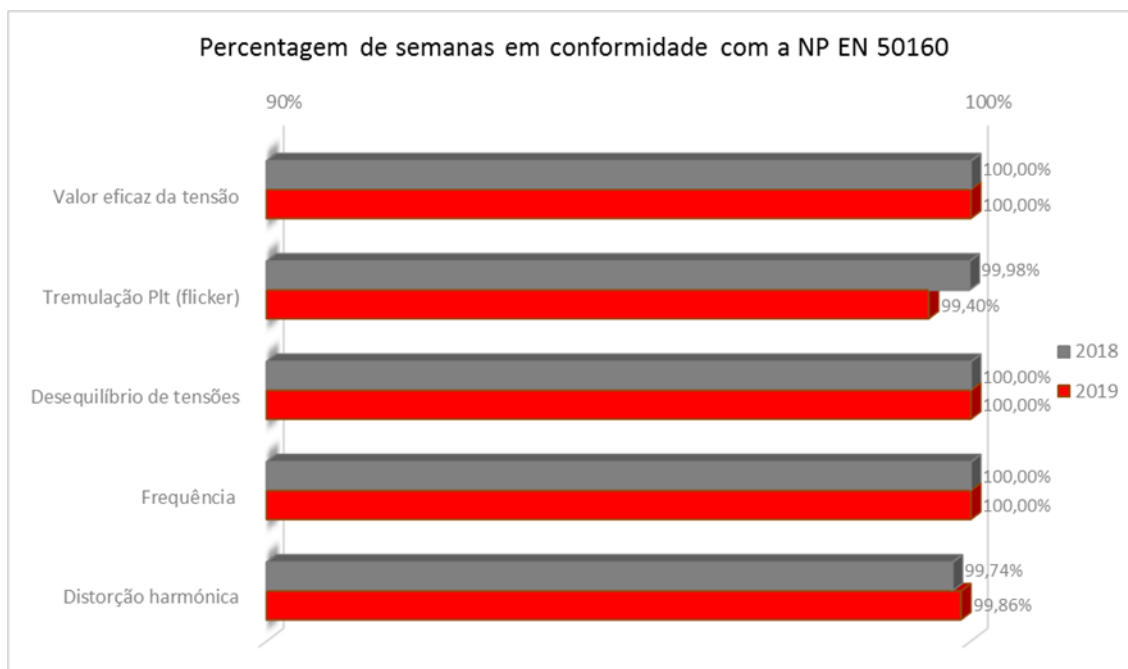


Figura 8.2: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2018-2019.

Tendo em consideração os eventos de tensão registados, em cada ano, nos barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica previsto na norma EN 61000-4-30 e agregação temporal de 3 minutos.

Nas tabelas seguintes é apresentado o número médio anual de cavas de tensão e de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tabela 8.8: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2018.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	51,3	5,6	5,0	0,5	0,0
80 > u ≥ 70	14,4	2,3	1,7	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	15,0	3,2	1,9	0,2	0,0
40 > u ≥ 5	4,1	1,3	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 8.9: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2019.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	42,3	5,4	4,1	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	12,8	1,5	1,8	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	13,2	2,8	1,8	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,5	1,4	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Refira-se que cerca de 90%, em 2018 e 89% em 2019, das cavas de tensão registadas tiveram uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Tabela 8.10: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2018.

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Tabela 8.11: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2019.

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Conforme informado nas tabelas salienta-se o número reduzido de sobretensões registadas nos barramentos MT monitorizados.

Todas as novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, terão capacidade de monitorização permanente da QEE. Assim, considerando que até final de 2020 se prevê a intervenção em mais de 7 subestações AT/MT neste âmbito, estará assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no início deste PDIRD-E.

No entanto, nesta proposta de Plano previu-se, no âmbito do programa da melhoria da qualidade de serviço técnica, o investimento necessário para a substituição anual de 3 sistemas de monitorização em instalações cujos sistemas venham apresentar um nível de criticidade elevado.

Eventuais situações não regulamentares identificadas são objeto de análise caso a caso, sendo normalmente resolvidas por ações de configuração da rede e, em determinados casos, pode conduzir à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar.

Neste âmbito destaca-se que o investimento considerado nesta proposta final de Plano contribui para o objetivo da melhoria da qualidade de energia através de:

- A implementação de novas subestações contribui para impedir quedas de tensão responsáveis por valores não regulamentares;

- O aumento da potência de curto-circuito, obtido através da construção de novas subestações ou reforços de potência, mitiga o impacto de fenómenos como cavas de tensão, tremulação (*flicker*), desequilíbrios do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica;
- O aumento do número de circuitos AT e MT, resultante do estabelecimento de novas linhas, garante uma menor exposição de zonas da rede sensíveis a cavas ou a distorção harmónica, como alguns consumos industriais;
- A mitigação de sobretensões obtém-se da garantia de coordenação de isolamento na reabilitação de subestações e linhas aéreas, ou do enterramento de traçados aéreos, no quadro da integração paisagística, que reduzem a exposição da rede a descargas atmosféricas.

No Anexo C identificam-se 2 projetos cuja motivação se prende com a melhoria do valor eficaz da tensão (Fichas n.º 29 e 35).

Em suma, a implementação do PDIRD-E 2020 contribui para assegurar que as características da tensão da RND manter-se-ão dentro dos parâmetros regulamentares.

Considerando a realização dos investimentos que se prevê concluir neste plano referentes a novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, está assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no final de 2025.

Página em branco



## 9 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2021-2025

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela E-REDES nesta proposta final de PDIRD-E 2020. Este divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

Os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 9.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais.

### Encargos de Investimento Capitalizáveis

Na E-REDES, os encargos de investimento capitalizáveis assumem três naturezas:

- Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

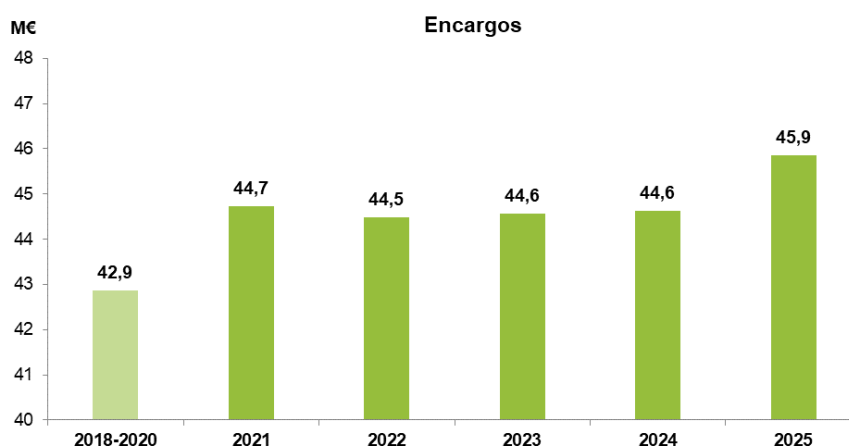


Figura 9.1. : Evolução dos Encargos.

No PDIRD-E 2016 foi incluído um anexo com informação detalhada dos vários tipos de encargos associados aos investimentos. Para esta proposta de PDIRD-E 2020 a E-REDES manteve a metodologia apresentada, tendo entretanto promovido a auscultação às Unidades Organizativas (UO) intervenientes na atividade de investimento para revisão do processo, nomeadamente para atualização dos racionais e sustentação das taxas de imputação de custos ao investimento por centro de custo.

Face aos resultados obtidos, foram alocados os encargos capitalizáveis de cada UO, para melhor adequação à real natureza destes custos.

## 9.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

- *Investimento Obrigatório* – engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

O investimento obrigatório previsto para a rede AT permite a satisfação das novas ligações em AT assim como de ligação de Produtores em Regime Especial (PRE).

No que diz respeito à rede MT, o investimento obrigatório previsto está relacionado com a satisfação das novas ligações MT assim como de reforços, remodelações ou alterações que decorram de ligações MT ou BT.

- *Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

O expectável aumento da produção distribuída nos próximos anos faz com que se seja essencial, nas análises efetuadas, considerar não só a evolução prevista dos consumos mas também da produção, para o correto dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado de consumo e de produção, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos, com melhoria da eficiência da rede.

Destas análises pode concluir-se pela necessidade de criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa, os quais serão analisados em seguida mais pormenorizadamente.

O mesmo encontra-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito específico, e enquadrado num ou mais dos 5 Vetores de Investimento definidos para o Plano: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares).

Assim, a soma dos volumes de investimento considerados nestes 5 Vetores e na rubrica Outros totaliza o Investimento Específico considerado neste Plano. A relação entre os programas e os Vetores de Investimento encontra-se discriminada na Tabela 3.1 (Capítulo 3.1.1). No capítulo 3.1.2 são descritos os programas de investimento e os drivers para alocação de projetos aos programas de investimento.

Os Vetores de Investimento assentam em três Pilares estratégicos: Renovação dos Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente, descritos nos capítulos 3.2 a 3.4. Os investimentos que contribuem para estes Pilares estão incluídos nos diversos programas de investimento do Plano, podendo-se sobrepor nos seus contributos, pelo que a soma dos volumes de investimento dos Pilares não representa o total do Investimento Específico do Plano.

### **9.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO**

São diversos os fatores potencialmente influentes na variação dos montantes de investimento obrigatório a realizar em cada ano. Entre estes podem ser referidos fatores relacionados com o nível de atividade económica (ex: redução da atividade no sector industrial ou da construção civil), alterações de condições locais (ex: implantação de unidade industrial, nova urbanização) que possam determinar a necessidade de alterar a rede já existente, ou até alterações de regulamentação (ex: as condições comerciais de ligação, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico, contêm regras que determinam fortemente os custos de ligação e as suas regras de participação).

Para estimar os montantes de investimento obrigatório para o período 2021-2025, foi adaptado o modelo desenvolvido pelo INESC TEC, integrando-se os efeitos previstos pela entrada em vigor da Diretiva n.º 10/2019, que aprovou os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica.

Na Figura 9.2 é apresentado o valor médio anual no período 2018-2020<sup>25</sup> e a evolução prevista nesta proposta de PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025 do investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamento de contagem).

---

<sup>25</sup> Com base nos valores verificados em 2018 e 2019 e previstos para 2020.

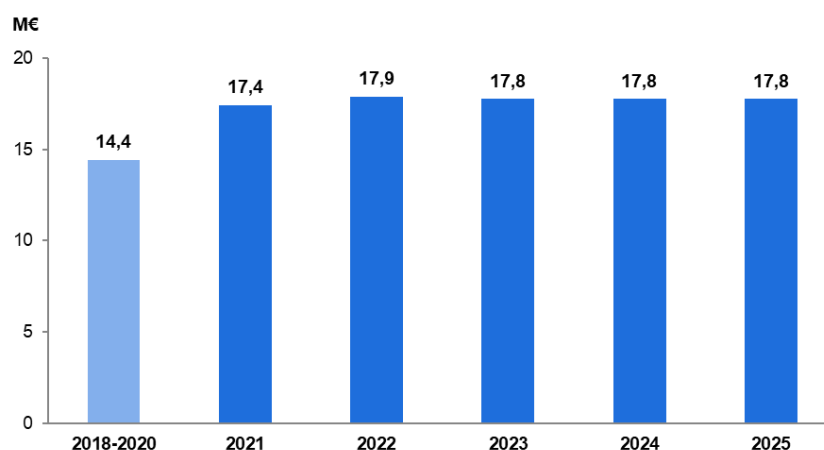


Figura 9.2: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela E-REDES na RND, 2018-2025.

A evolução apresentada na Figura 9.2 sugere um aumento deste tipo de investimento nos próximos anos, face ao histórico recente.

Na Figura 9.3 é apresentada a evolução das participações financeiras nos mesmos períodos.

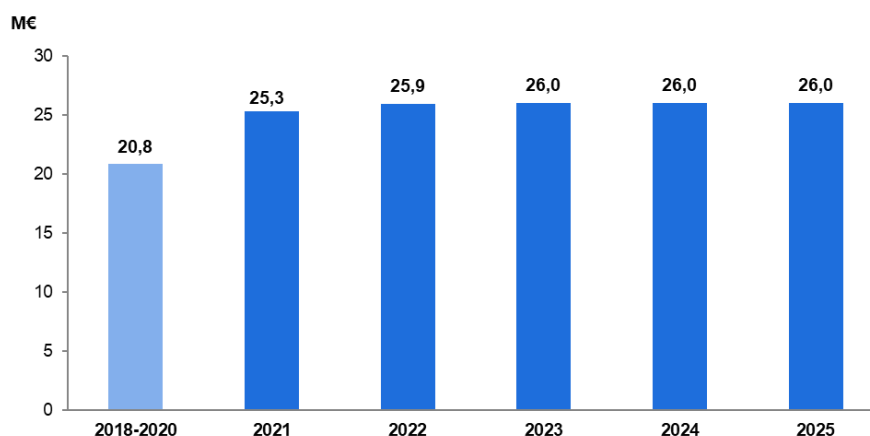


Figura 9.3: Participações financeiras, 2018-2025

Os valores previstos para as participações financeiras nos próximos anos sugerem uma subida relativamente ao período anterior, incorporando o impacto esperado da Diretiva nº10/2019.

Na Tabela 9.1 apresenta-se de forma resumida o investimento específico obrigatório de realização E-REDES, incluindo os equipamentos de contagem, bem como as participações financeiras, previstos para o período 2021-2025. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 3 anos anteriores<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> Com base nos valores verificados em 2018 e 2019 e previstos para 2020.

Tabela 9.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2021-2025<sup>28</sup>

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2019 - 2023
		2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)</b>	<b>14,4</b>	<b>17,4</b>	<b>17,9</b>	<b>17,8</b>	<b>17,8</b>	<b>17,8</b>	<b>88,6</b>
Redes AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
SE's + Redes MT	12,0	13,1	13,3	13,0	13,0	13,0	65,4
<b>Eq. Contagem AT + MT</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>6,5</b>
Contadores	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	3,9
Eq. Acessórios	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,6
<b>Inv. Específico Obrigatório E-REDES</b>	<b>15,7</b>	<b>18,7</b>	<b>19,2</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>95,1</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT</b>	<b>20,8</b>	<b>25,3</b>	<b>25,9</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>129,1</b>
AT	11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	15,6	76,5
MT	9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	10,4	52,6

Nota: custos primários

Assim, prevê-se, para o período deste Plano, um aumento das ligações à rede com o crescimento do investimento obrigatório a realizar. Prevê-se, também, um aumento significativo do valor das participações financeiras em relação a anos anteriores, tendo em conta o aumento da ligação de produção distribuída na rede, para incorporação de energias renováveis e cumprimento das metas de descarbonização, em linha com o PNEC 2030.

Refira-se que os segmentos de consumidores de energia elétrica de alta e média tensão já se encontram totalmente em telecontagem, pelo que os investimentos previstos realizar no âmbito do equipamento de contagem AT+MT resultam, essencialmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos.

## 9.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

O PDIRD-E 2020 foi adaptado à evolução das dinâmicas da rede, de forma a dar resposta aos desafios que a crescente eletrificação da economia lhe colocam. Introduziram-se três fatores-chave que norteiam a estratégia adotada:

- **Transição Energética e Expansão de Rede;**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços;**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço).

O plano procura garantir o alinhamento com a política energética nacional (PNEC 2030 e RNC 2050) e as diretrizes europeias ambientais, preparando-se a rede para proliferação da geração distribuída renovável e apostando-se na inteligência da mesma para suportar as alterações esperadas e o conjunto de novos serviços relacionados com a gestão da procura e promoção da eficiência do consumo, que posicionarão o cliente num patamar de intervenção cada vez mais preponderante.

<sup>28</sup> CAPEX E-REDES = Total Realização E-REDES – Participações Financeiras

Refira-se, contudo, que a revisão dos valores de investimento na proposta final, descrita e fundamentada nos capítulos 1.1 e 3.1, impôs a recalendarização de alguns projetos de investimento, adiando-se a entrada em serviço de subestações para garantia de alimentação de carga e aumento da capacidade de receção de geração. Salienta-se que as alterações efetuadas não põem em causa a manutenção de níveis adequados de segurança de abastecimento, o cumprimento das metas de política energética e a fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Uma rede cada vez mais complexa requer níveis superiores de digitalização e automatização, que permitam a sua eficiente operação e gestão. A proposta final do PDIRD-E 2020 é, contudo, menos ambiciosa nesse âmbito, em função da redução de investimento que impactou os programas de telecomando da rede MT, sistemas de proteção e controlo, no qual se adiou a substituição de ativos degradados, e investindo-se menos nos sistemas de supervisão e operação da rede de distribuição. Procurou-se manter o objetivo de dotação de robustez, necessária para suportar a crescente dependência do serviço da rede, através do incremento da sua resiliência.

Será, também, imprescindível renovar o parque de ativos da rede que, função dos picos de eletrificação em décadas passadas, em muitos casos se aproxima do final da sua vida útil. Os valores de investimento considerados neste âmbito no PDIRD-E 2020 proposta final estão, no entanto, aquém do necessário, conforme exposto no capítulo 3.1.

Renovação dos Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente (descritos nos capítulos 3.2 a 3.4), mantêm-se como os três Pilares estratégicos do PDIRD-E 2020.

Simultaneamente, mantém-se a aposta na Qualidade de Serviço Técnica (capítulo 3.1.1.2), para a qual se prevê uma ligeira melhoria, mantendo-se o objetivo de redução das assimetrias entre regiões, com a canalização de investimento para as zonas pior servidas (zonas C), existindo contudo risco de degradação nas zonas melhor servidas (A e B).

A verba contemplada neste Plano nos programas de investimento de iniciativa da empresa, é apresentada na tabela seguinte:

Tabela 9.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2021-2025, por Programa de Investimento.

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021-2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
Desenvolvimento de Rede	4,2	11,1	10,1	16,0	16,0	16,0	69,1
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	-	-	-	-	-	0,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7,6	13,8	10,8	10,8	10,8	10,8	57,0
Automação e Telecomando da Rede MT	3,4	5,0	4,5	4,5	5,0	5,0	24,0
Promoção Ambiental	2,3	2,3	3,6	3,4	8,0	12,2	29,4
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,8	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	22,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	3,2	5,7	5,7	5,9	5,9	5,9	29,1
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,8	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	8,4	17,5	16,5	18,4	21,3	31,3	105,0
Beneficiações Extraordinárias	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	5,6
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	6,9	10,0	9,0	9,0	9,0	9,0	46,0
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	10,0
Programa de Investimento Corrente Urgente	16,1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	37,5
Investimento Inovador	4,4	8,4	12,2	12,9	5,3	4,2	43,0
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>65,6</b>	<b>92,2</b>	<b>88,5</b>	<b>97,0</b>	<b>97,3</b>	<b>110,5</b>	<b>485,6</b>

Nota: custos primários

Relativamente ao ano de 2021 (primeiro ano do Plano) procurou-se, sempre que possível, manter os valores de investimento da proposta final do PDIRD-E 2018, para acautelar a continuidade dos projetos que vêm do período anterior e acomodar a janela temporal apropriada para a aprovação deste novo PDIRD-E. Nesta proposta final do PDIRD-E 2020 o valor para este ano 2021 foi, ainda, ajustado de forma a dar comprimento à recomendação da ERSE no Parecer à proposta inicial (versão julho), relativamente aos valores anuais definidos no mesmo para o período do Plano.

## 9.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico tal como foi referido anteriormente deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às “funções de suporte” da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento não específico tem impacto em todos os níveis de tensão, sendo considerados no PDIRD-E 2020 os investimentos a realizar na RND e que resultam da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT<sup>29</sup>.

Os valores considerados no PDIRD-E 2020, para a rede AT e MT, num total de 83,8 M€, distribuem-se da seguinte forma pelas rubricas descritas em mais detalhe no capítulo 3.5:

Tabela 9.3: Investimento não específico AT/MT por rúbrica (M€)

Rubricas (milhões de euros)	Média Anual	PDIRD 2021-2025					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Investimento Não Específico</b>	<b>17,5</b>	<b>15,3</b>	<b>15,8</b>	<b>18,0</b>	<b>20,2</b>	<b>14,5</b>	<b>83,8</b>
Edifícios e Outras Construções	1,7	1,8	3,1	5,0	7,6	1,9	19,4
Equipamento de Transporte	2,0	2,6	2,5	2,5	2,6	2,6	12,8
Sistemas Informáticos	12,7	9,9	9,2	9,4	9,0	8,9	46,4
Outros	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	5,2

Nota: custos primários

Os valores correspondentes à rubrica Edifícios e Outras Construções sofreram alteração nesta proposta final decorrente da revisão do valor e recalendarização do projeto *Digital Energy Center* conforme descrito na Ficha n.º 19 (INE).

Os valores médios anuais considerados no triénio anterior (2018-2020) correspondem a 17,5 M€, estimando-se uma redução dos valores médios anuais, para cerca de 16,8 M€, na presente proposta de PDIRD-E 2020.

Importa destacar que, no que toca à rúbrica Sistemas Informáticos, o investimento previsto para os anos de 2021, 2022 e 2023 foi revisto em alta relativamente ao previsto na versão final do PDIRD-E 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:

<sup>29</sup> Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela E-REDES para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (valores globais: AT –17%, MT – 34% e BT – 49%.)

- Implementação do *roadmap* de desenvolvimento tecnológico associado à concretização do plano estratégico Visão 2025 elaborado em 2019;
- Maior visibilidade do âmbito da renovação dos sistemas OMS e GIS, com impacto no subprograma Gestão de Rede;
- Implementação da metodologia *agile* na criação e desenvolvimento de produtos informáticos o que resulta numa maior capacidade de entrega de soluções;
- Reforço das iniciativas de aceleração digital;
- Reforço da convergência entre IT e OT.

### 9.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2021-2025

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o investimento proposto neste PDIRD-E 2020. Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2021-2025.

Este Plano resulta da consideração da proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão de julho), bem como dos respetivos Pareceres recebidos da DGEG, ERSE e operador da RNT no seguimento da Consulta Pública realizada, aos quais, no geral, o PDIRD-E 2020 proposta final dá resposta.

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2021-2025 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, acrescido dos encargos totais.

#### Investimento Específico

O Investimento Específico resulta da agregação das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

Na Tabela 9.4 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico no período do Plano, incluindo-se ainda o valor médio dos 3 últimos anos como referência a qual permite inferir o valor do CAPEX associado:

Tabela 9.4: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2021-2025.

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021-2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>15,7</b>	<b>18,7</b>	<b>19,2</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>95,1</b>
AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
MT	13,3	14,4	14,6	14,3	14,3	14,3	71,9
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>65,6</b>	<b>92,2</b>	<b>88,5</b>	<b>97,0</b>	<b>97,3</b>	<b>110,5</b>	<b>485,6</b>
AT	10,3	12,9	12,5	13,4	18,5	24,2	81,6
MT	55,3	79,4	76,0	83,6	78,8	86,3	404,0
<b>Total Realização E-REDES</b>	<b>(1)</b>	<b>81,4</b>	<b>111,0</b>	<b>116,1</b>	<b>116,4</b>	<b>129,6</b>	<b>580,7</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT</b>	<b>(2)</b>	<b>20,8</b>	<b>25,3</b>	<b>25,9</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>129,1</b>
AT		11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	76,5
MT		9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	52,6
<b>CAPEX Específico E-REDES</b>	<b>(1-2)</b>	<b>60,6</b>	<b>85,7</b>	<b>81,8</b>	<b>90,1</b>	<b>103,6</b>	<b>451,6</b>

Nota: custos primários

Prevê-se, nesta proposta final de PDIRD-E 2020, um nível de investimento superior face à média dos últimos 3 anos, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 83,8 M€ em 2021-2022 e 94,7 M€ em 2023-2025 conforme apresentado na figura seguinte (Figura 9.4:).



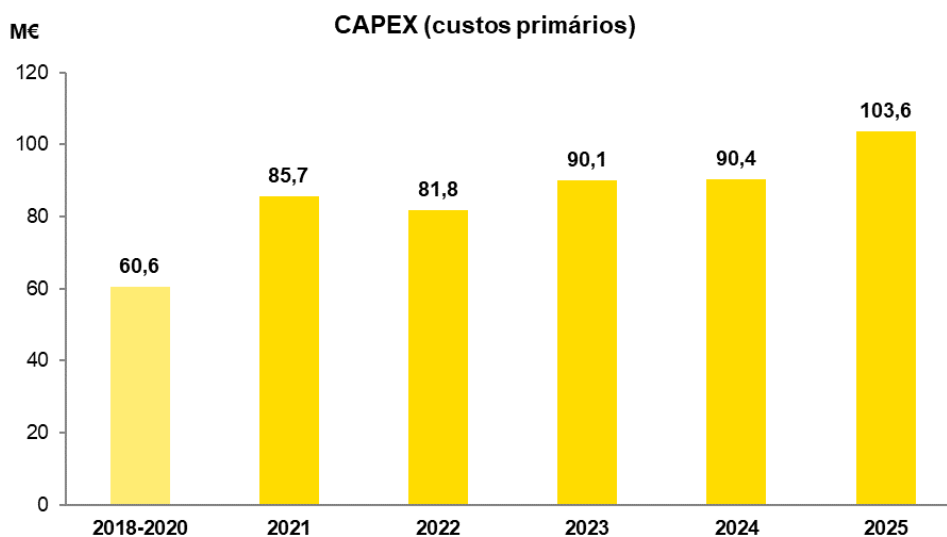


Figura 9.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025.

Realça-se que a média do investimento dos últimos 3 anos ficou aquém do previsto, nomeadamente no investimento de iniciativa da empresa, conforme análise apresentada no Anexo J - Balanço Intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E.

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem dos valores médios anuais de 1,9 M€/TWh em 2021-2022 para 2,1 M€/TWh em 2023-2025 (Figura 9.5:).

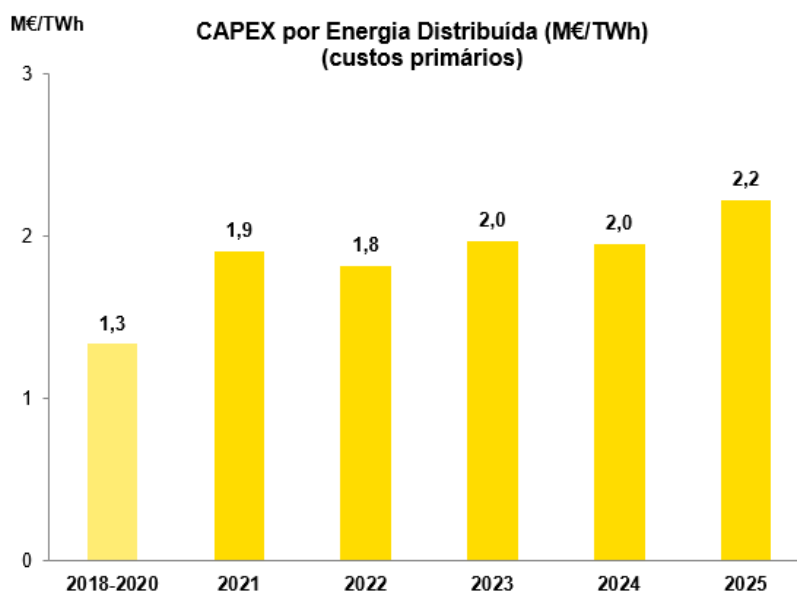


Figura 9.5: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025

No gráfico seguinte apresenta-se o investimento médio por Vetor de Investimento e por período.

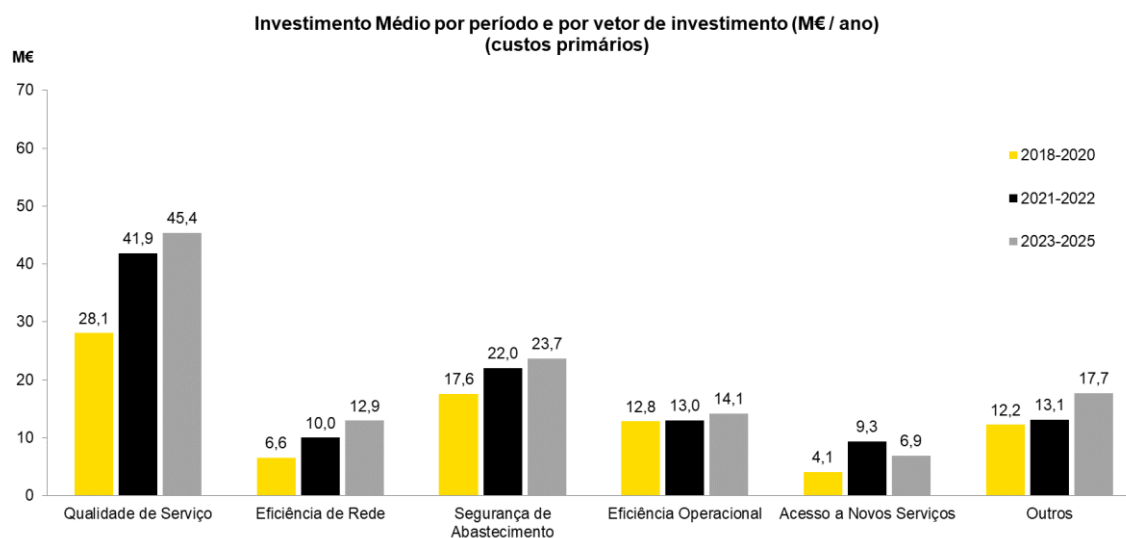


Figura 9.6: Investimento médio por período e por Vetor de Investimento

Analisando o investimento previsto por Vetor de Investimento (Figura 9.6), comparativamente aos três anos anteriores verifica-se um aumento no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2021-2025. Tal deverá refletir-se numa melhoria da QST global esperada em relação ao valor de referência de 77,6 minutos (-2,55 minutos para um grau de confiança de 50%), conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C, mas com risco de degradação nas melhores zonas A e B. A realização média deste vetor nos últimos 3 anos foi impactada pela baixa realização do investimento de iniciativa da empresa.

Para além do crescimento esperado dos consumos, é expectável um aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis. Este aumento previsto levou à necessidade de elaboração de um plano específico para o aumento da capacidade de receção da RND. Estes aumentos refletem-se num aumento do investimento no vetor Segurança de Abastecimento nos próximos anos.

O aumento significativo previsto da produção distribuída nos próximos anos, alinhado com os objetivos definidos no PNEC 2030, terá um impacto negativo nos níveis de perdas da RND. Assim, o aumento do investimento previsto para os próximos anos no vetor eficiência de rede justifica-se de modo a manter as perdas técnicas da RND em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento previsto da procura e do aumento da produção distribuída. Também o estabelecimento de novas ligações para resposta aos crescentes pedidos de ligação à rede e o aumento de investimento previsto em renovação de ativos, influenciam os valores no vetor Eficiência da Rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se um ligeiro aumento do investimento no período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais, através do investimento em automação e modernização dos sistemas. Este aumento é também influenciado pela verba prevista para a renovação e reabilitação de ativos, sistemas inteligentes e telecomunicações, que continuarão a garantir a resiliência dos mesmos ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (68,3 M€ no período 2021-2025), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,9%/ano nos anos de investimento do PDIRD-E, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento

afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

O vetor Acesso a Novos Serviços é essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*. Os valores de investimentos nesta proposta final do PDIRD-E 2020 são superiores aos da proposta inicial (versão julho), devido ao reforço efetuado no sentido do objetivo de conclusão do *roll-out* de DTC em 2024.

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rúbrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2020, dá resposta:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista e ao aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis, repondo a capacidade de receção desta nova produção na RND;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, com ligeira melhoria da qualidade de serviço técnica global esperada;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar a melhoria dos níveis de qualidade de serviço através da sua substituição ou reabilitação. O investimento previsto nesta proposta final aponta, no entanto, para níveis de envelhecimento dos ativos acima do desejável, podendo em algumas situações agravar o seu desempenho, nomeadamente com risco acrescido de falhas em ativos críticos;
- À necessidade de aumento da resiliência da rede, na vertente das comunicações e proteção ciber-física;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados, tendo em conta o efeito penalizador da penetração de produção distribuída na RND prevista nos próximos anos;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

### **Investimento Não Específico**

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rúbricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT (de acordo com a chave de repartição referida no capítulo 9.2) contemplados neste Plano para 2021-2025, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

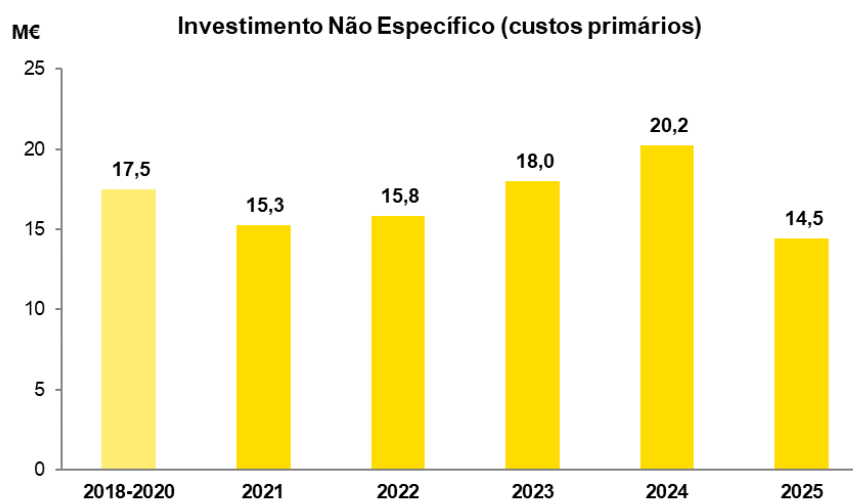


Figura 9.7: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2018-2020) correspondem a 17,5 M€, estimando-se uma diminuição dos valores médios anuais no período total do presente Plano 2021-2025.

Destaca-se um maior esforço de investimento entre os anos 2022 e 2024, relacionado com a implementação do roadmap tecnológico, metodologia *agile* no desenvolvimento de produtos informáticos, aceleração digital, *Digital Energy Center*, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

### Investimento Total

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2021-2025, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na Tabela 9.5 os valores totais de investimento propostos para este PDIRD-E 2020:

Tabela 9.5 Investimento Total a custos totais (M€).

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2021-25					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>98,9</b>	<b>126,3</b>	<b>123,5</b>	<b>134,1</b>	<b>136,6</b>	<b>144,1</b>	<b>664,5</b>
Investimento Específico	81,4	111,0	107,7	116,1	116,4	129,6	580,7
Investimento Não Específico	17,5	15,3	15,8	18,0	20,2	14,5	83,8
<b>Encargos Diretos</b>	<b>35,0</b>	<b>37,0</b>	<b>36,9</b>	<b>36,3</b>	<b>36,3</b>	<b>37,4</b>	<b>183,8</b>
Investimento Específico	30,2	34,3	34,2	33,4	33,4	34,4	169,7
Investimento Não Específico	4,8	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	14,1
<b>Encargos Transversais</b>	<b>6,0</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,3</b>	<b>6,3</b>	<b>6,4</b>	<b>31,7</b>
Investimento Específico	5,2	5,9	5,9	5,8	5,8	5,9	29,3
Investimento Não Específico	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,4
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>8,8</b>
Investimento Específico	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,3
Investimento Não Específico	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	1,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>141,7</b>	<b>171,0</b>	<b>168,0</b>	<b>178,6</b>	<b>181,3</b>	<b>189,9</b>	<b>888,8</b>
Investimento Específico	118,3	152,3	148,8	156,9	157,3	171,7	787,0
Investimento Não Específico	23,4	18,7	19,2	21,7	24,0	18,2	101,7

Na Tabela 9.6 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o investimento proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 9.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€).

Investimento por Natureza (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021 - 2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>15,7</b>	<b>18,7</b>	<b>19,2</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>19,1</b>	<b>95,1</b>
AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
MT	13,3	14,4	14,6	14,3	14,3	14,3	71,9
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>65,6</b>	<b>92,2</b>	<b>88,5</b>	<b>97,0</b>	<b>97,3</b>	<b>110,5</b>	<b>485,6</b>
AT	10,3	12,9	12,5	13,4	18,5	24,2	81,6
MT	55,3	79,4	76,0	83,6	78,8	86,3	404,0
<b>Total Realização Inv. Específico (1)</b>	<b>81,4</b>	<b>111,0</b>	<b>107,7</b>	<b>116,1</b>	<b>116,4</b>	<b>129,6</b>	<b>580,7</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>20,8</b>	<b>25,3</b>	<b>25,9</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>129,1</b>
AT	11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	15,6	76,5
MT	9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	10,4	52,6
<b>CAPEX Inv. Específico (1-2)</b>	<b>60,6</b>	<b>85,7</b>	<b>81,8</b>	<b>90,1</b>	<b>90,4</b>	<b>103,6</b>	<b>451,6</b>
<b>Investimento Não Específico (4)</b>	<b>17,5</b>	<b>15,3</b>	<b>15,8</b>	<b>18,0</b>	<b>20,2</b>	<b>14,5</b>	<b>83,8</b>
AT	5,9	5,2	5,4	6,1	6,8	4,9	28,4
MT	11,6	10,1	10,5	11,9	13,4	9,6	55,4
<b>CAPEX Total (custos primários) (1-2+4)</b>	<b>78,0</b>	<b>101,0</b>	<b>97,6</b>	<b>108,1</b>	<b>110,7</b>	<b>118,1</b>	<b>535,4</b>
<b>Encargos Directos (5)</b>	<b>35,0</b>	<b>37,0</b>	<b>36,9</b>	<b>36,3</b>	<b>36,3</b>	<b>37,4</b>	<b>183,8</b>
AT	5,4	5,1	5,6	5,9	5,8	5,8	28,2
MT	29,5	31,9	31,3	30,4	30,5	31,5	155,6
<b>Encargos Transversais (6)</b>	<b>6,0</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,3</b>	<b>6,3</b>	<b>6,4</b>	<b>31,7</b>
AT	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	4,9
MT	5,1	5,5	5,4	5,2	5,3	5,4	26,9
<b>Encargos Financeiros (7)</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>8,8</b>
AT	0,4	0,3	0,2	0,4	0,4	0,4	1,6
MT	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,2
<b>Encargos Totais (5+6+7)</b>	<b>42,9</b>	<b>44,7</b>	<b>44,5</b>	<b>44,6</b>	<b>44,6</b>	<b>45,9</b>	<b>224,3</b>
<b>CAPEX Total AT</b>	<b>14,1</b>	<b>14,0</b>	<b>14,0</b>	<b>16,0</b>	<b>21,7</b>	<b>25,5</b>	<b>91,2</b>
<b>CAPEX Total MT</b>	<b>106,9</b>	<b>131,7</b>	<b>128,0</b>	<b>136,7</b>	<b>133,6</b>	<b>138,4</b>	<b>668,5</b>
<b>CAPEX Total (custos totais) (1-2+4+5+6+7)</b>	<b>120,9</b>	<b>145,7</b>	<b>142,1</b>	<b>152,7</b>	<b>155,3</b>	<b>163,9</b>	<b>759,6</b>
<b>Investimento Total (custos totais) (1+4+5+6+7)</b>	<b>141,7</b>	<b>171,0</b>	<b>168,0</b>	<b>178,6</b>	<b>181,3</b>	<b>189,9</b>	<b>888,8</b>

No período deste Plano (2021-2025), prevê-se um aumento das necessidades do CAPEX Total (a custos totais) face ao histórico recente.

Estima-se ainda um ligeiro aumento dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, essencialmente devido ao aumento dos volumes de investimento previstos para os próximos anos, face ao passado recente.

## 9.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

No Parecer da ERSE à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (apresentada em julho de 2020) é referido que “no cenário de procura ERSE Central, o cenário de investimento constante da proposta de PDIRD-E 2020 agrava os proveitos permitidos unitários ao longo do período em análise, com base nos pressupostos utilizados pela ERSE.”

As diferenças nos resultados obtidos entre ERSE e a E-REDES, estão relacionadas sobretudo com i) os cenários de procura utilizados, ii) a consideração de custos não controláveis por parte da E-REDES, como os planos de reestruturação de efetivos e os ganhos e perdas atuariais, no total de proveitos permitidos e iii) diferença de pressupostos ao nível da evolução do *price-cap* AT/MT.

A ERSE elaborou um cenário que procura garantir que, no cenário de procura ERSE Central, a variação do proveito unitário entre 2019 e 2025 é nula. Este cenário implica uma redução de investimento, no quinquénio, de 119 M€, a custos totais, face ao proposto na versão de julho do PDIRD-E 2020.

Na Figura 9.8 estão evidenciados os proveitos unitários para os três cenários ERSE de evolução da procura no período do Plano, face à referência do ano 2019, considerando a referida redução de investimento proposta pela ERSE no seu Parecer.

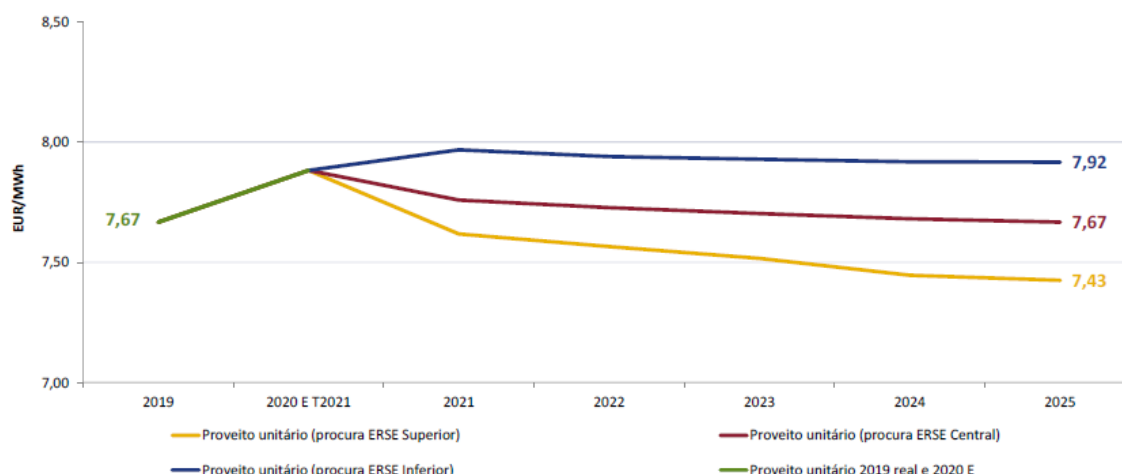


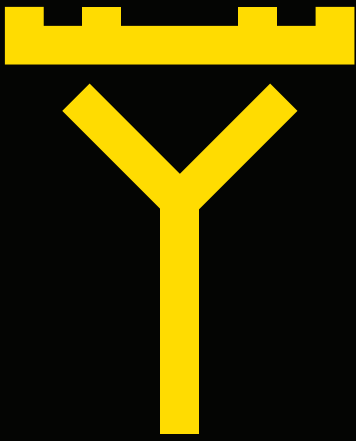
Figura 9.8 Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – Investimentos Cenário ERSE (Fonte: Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, ERSE, novembro 2020).

Nesta proposta final de PDIRD-E 2020 foi considerada uma redução de 119 M€ no investimento do Plano 2021-2025 o que, de acordo com o Parecer da ERSE, permitirá que a concretização dos projetos previstos no mesmo não contribua para o agravamento das tarifas.

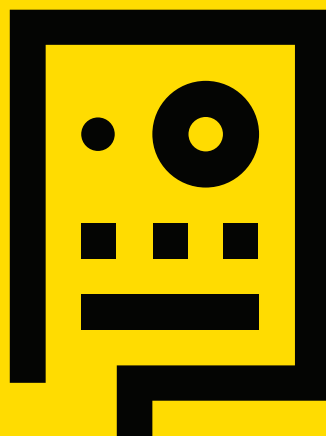
Página em branco

Página em branco





**PDIRD-E 2020**  
**2021-2025**  
**Anexos**



**Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede  
de Distribuição**

Página em branco

# **ANEXO A – PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2020-2027**

Página em branco

**PREVISÃO DA PROCURA DE  
ELETRICIDADE  
2020-2027**

## Índice

1.	Consumo de eletricidade .....	4
2.	Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade.....	5
2.1.	Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos.....	5
2.2.	Efeitos de temperatura .....	10
2.3.	Efeitos de calendário .....	11
2.4.	Medidas de eficiência energética.....	13
2.5.	Veículos Elétricos .....	15
2.5.1.	Documentação de Referência.....	15
2.5.2	Tipos de veículos analisados .....	17
2.5.3	Análise da tendência do número de veículos elétricos em Portugal .....	17
Cenário 1	.....	18
Cenário 2	.....	21
Cenário 3	.....	22
Cenário 4	.....	23
2.5.4	Distribuição de Veículos Ligeiros por Tipo e por Monitorização.....	24
2.5.5	Distâncias médias anuais percorridas .....	24
2.5.6	Consumo Veículos Elétricos e Eficiência de Carregamento .....	25
2.5.7	Projeções de consumo associado ao veículos elétricos .....	26
2.5.8	Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento .	32
Cenário 1	.....	33
Cenário 2	.....	34
Cenário 3	.....	34
Cenário 4	.....	34
Cenário 5	.....	35
2.6	Autoconsumo.....	35
3	Previsão da procura de eletricidade.....	38
3.1	Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição.....	38
3.2	Perdas reportadas para a rede de Distribuição.....	39
4	Comparação das projeções da procura de eletricidade para os anos de 2017 a 2019 com os dados reais observados.....	41
5	Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição .....	44
Cenário Central	.....	44
Cenário Inferior	.....	45
Cenário Superior	.....	46

6	Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional .....	47
7	Ponta máxima na RND .....	50
7.1	Evolução histórica e projeções .....	50
	Cenário Central .....	51
	Cenário Inferior .....	51
	Cenário Superior .....	52

## **1. Consumo de eletricidade**

A previsão do consumo de eletricidade baseou-se em modelos matemáticos, utilizando como base o histórico de consumo disponível do período compreendido entre janeiro de 2013 e dezembro de 2020, com uma resolução diária, recorrendo a um modelo híbrido que incorpora modelos de regressão linear múltipla juntamente com modelos de redes neurais. A seleção de variáveis associadas a cada modelo teve por base um critério de seleção automático.

Para o tratamento das variáveis a estimar foi assumida uma resolução diária de forma a diminuir o erro de previsão anual.

Numa análise exploratória inicial, aplicando modelos de séries temporais de forma a decompor os dados nas suas componentes principais (tendência, ciclo e sazonalidade) é perceptível que o comportamento dos diferentes níveis de tensão em estudo é bastante distinto entre si, essencialmente no que diz respeito à tendência. Nos modelos de regressão linear múltipla foram integradas variáveis que se mostraram estatisticamente significativas na associação com o consumo de eletricidade nos diversos níveis de tensão.

O modelo desenvolvido foi sujeito a um parecer independente do Gabinete de Estatística, Modelação e Aplicações Computacionais (GEMAC) da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, relativamente ao qual obteve uma avaliação bastante positiva.

Convém, contudo, realçar o contexto de incerteza em que estas previsões foram efetuadas, agravado pelo facto de não existir nos dados históricos base comparável que permita sustentar uma previsão com a robustez desejável. Neste contexto, e após a evolução observada para a Energia Saída da Rede de Distribuição em 2020, negativamente afetada pelo impacto da pandemia de COVID-19, estima-se que em 2021 a recuperação da atividade económica ocorra a uma taxa ligeiramente superior à do consumo de eletricidade, em linha com a trajetória histórica verificada desde 2011.



## **2. Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade**

Foram incluídas na análise da previsão diversas variáveis que condicionam o consumo de eletricidade (variáveis explicativas):

- Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos (retrata a perspectiva de evolução do segmento em estudo)
- Efeitos de temperatura
- Efeitos de calendário
- Inércia de consumo (comportamental e térmica)
- Medidas de eficiência energética
- Consumo de veículos elétricos
- Autoconsumo

### **2.1. Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos**

Relativamente à análise das tendências de evolução foram elaborados modelos econométricos de forma a ser criada uma variável de tendência por segmento que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o comportamento do consumo da eletricidade para os segmentos Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) se revelou sensível à atividade económica, medida através do Produto Interno Bruto (PIB). Por outro lado, a Baixa Tensão Normal (BTN) apresentou significância estatística quando se relacionou com o consumo privado. Dados anuais ao longo do período de 1994 a 2020 permitem avaliar esta relação.

Para avaliação das taxas de variação anuais a utilizar, foram analisadas as projeções macroeconómicas mais atuais, à data de elaboração do documento, de diversas entidades, que se encontram sumariadas nas tabelas que se seguem (Tabela 2.1.1 e Tabela 2.1.2).

### Projeções da taxa de variação do PIB por fonte

Taxa variação PIB (%)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2027
<b>MFAP - Ministério das Finanças</b>	-6,9	4,3	2,0	2,1	-	-	-
<b>BdP - Banco de Portugal</b>	-9,5	5,2	3,8	-	-	-	-
<b>CE - Comissão Europeia</b>	-9,3	5,4	3,5	-	-	-	-
<b>OCDE</b>	-8,4	1,7	1,9	-	-	-	-
<b>FMI</b>	-10,0	6,5	4,8	2,9	2,0	1,7	-

Tabela 2.1.1

### Projeções da taxa de variação do Consumo Privado por fonte

Taxa variação Consumo Privado (%)	2020	2021	2022	2023	2024-2027
<b>MFAP - Ministério das Finanças</b>	-4,3	3,8	1,9	1,9	-
<b>BdP - Banco de Portugal</b>	-8,9	7,7	3,0	-	-
<b>CE - Comissão Europeia</b>	-7,9	4,9	3,5	-	-
<b>OCDE</b>	-7,3	1,1	2,8	-	-
<b>FMI</b>	-	-	-	-	-

Tabela 2.1.2

**Fontes:**

MFPA – Programa de Estabilização Económica Social (PEES) 2020, junho 2020

BdP – Boletim económico, junho 2020

CE – Forecast Autumn 2020, novembro 2020

OCDE – Economic Outlook No. 105, dezembro 2020

FMI WEO – World Economic Outlook, outubro 2020

Da análise das projeções efetuadas pelas diversas fontes, optou-se por utilizar no cenário central uma média dos valores apresentados, mantendo-se constante o valor da projeção para os anos relativamente aos quais não se dispõe de informação.

### Evolução prevista para as variáveis que determinam a tendência

#### Taxas de crescimento previstas (%)

Anos	PIB	Consumo Privado
2020	-8,8	-7,1
2021	4,6	4,4
2022	3,2	2,8
2023	2,5	1,9
2024	2,0	1,9
2025-2027	1,7	1,9

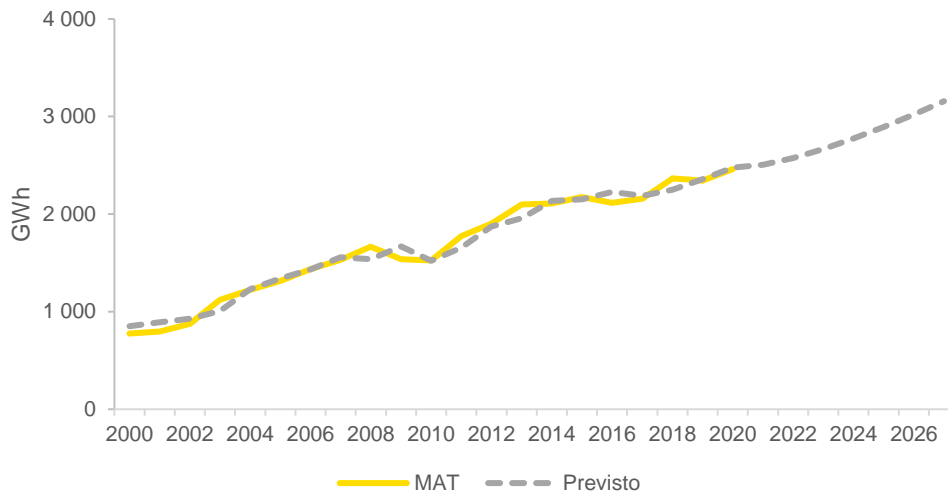
Tabela 2.1.3

Os modelos apresentados abaixo permitem observar o comportamento dos segmentos MAT, AT, MT e BTE afetados pela evolução anual do PIB. Nos gráficos são expostos os valores reais do consumo em cada um dos níveis de tensão, assim como a previsão dos modelos apresentados, onde se torna visível o impacto desta variável. A inclusão de variáveis artificiais nos modelos foi necessária sempre que o consumo de eletricidade se apresentava com valores muito díspares ao que seria expectável com base na estrutura estimada.

### Modelo MAT

$$\widehat{MAT} = -642,92 + 0,005 PIB_{a-1} + 0,937 MAT_{a-1} - 130,44 D_1$$

$$R^2 \approx 0,981$$



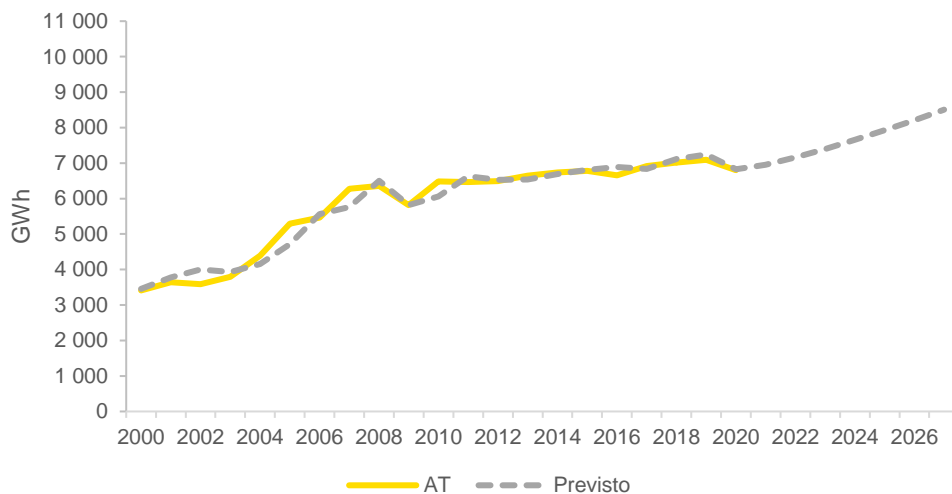
onde

- $PIB_{a-1}$  – PIB referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $MAT_{a-1}$  - consumo MAT referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2008; 2009; 2010\}$ ; 0, caso contrário;

### Modelo AT

$$\widehat{AT} = -1269,57 + 0,012 PIB + 0,905 AT_{a-1} + 639,92 D_1 - 706,26 D_2$$

$$R^2 \approx 0,982$$



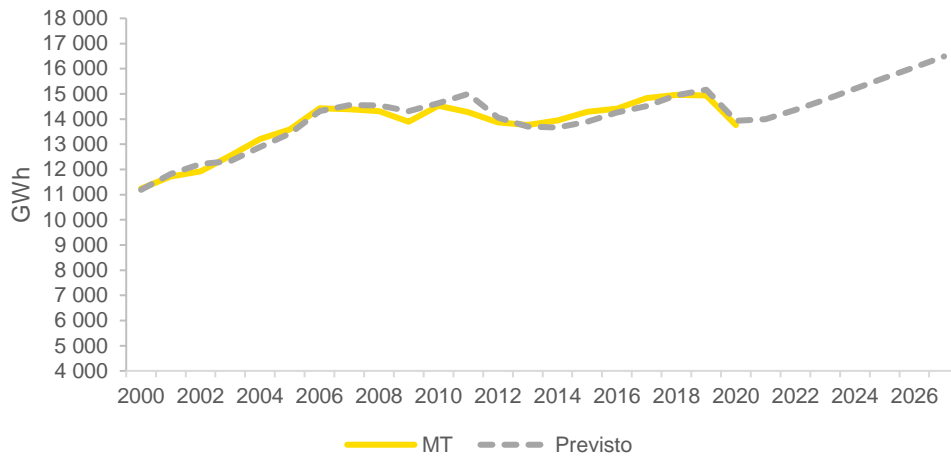
onde

- $PIB$  – PIB referente ao ano “a”;
- $AT_{a-1}$  - consumo AT referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = 1992$ ; 0, caso contrário;
- $D_2 = 1$  se  $a = 2009$ ; 0, caso contrário.

### Modelo MT

$$\widehat{MT} = -2003,65 + 0,032 PIB + 0,748 MT_{a-1} + 521,86 D_1$$

$$R^2 \approx 0,994$$



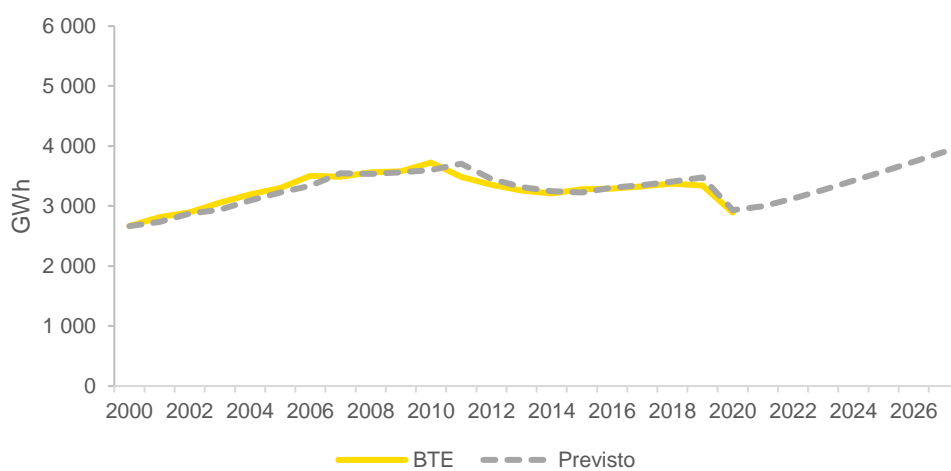
onde

- *PIB*– PIB referente ao ano “a”;
- $MT_{a-1}$  - consumo MT referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2006; 2010; 2011\}$ ; 0, caso contrário.

### Modelo BTE

$$\widehat{BTE} = -754,12 + 0,007 PIB + 0,876 BTE_{a-1} + 1165,61 D_1$$

$$R^2 \approx 0,996$$



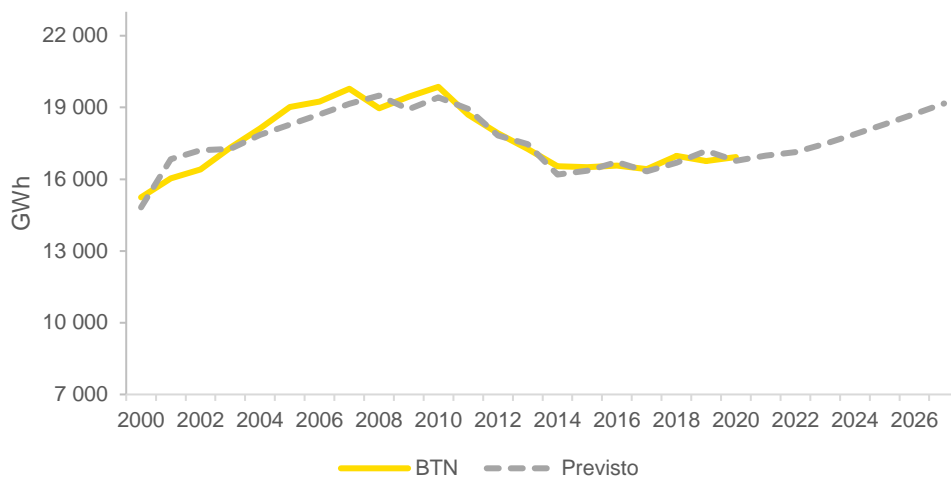
onde

- *PIB*– PIB referente ao ano “a”;
- $BTE_{a-1}$  - consumo BTE referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2000\}$ ; 0, caso contrário;

No gráfico que se segue é apresentado o modelo relativo à Baixa Tensão Normal. Lembra-se que foi considerada como variável explicativa o Consumo Privado.

### Modelo BTN

$$\widehat{BTN} = -1026,83 + 0,131 CP + 0,238 BTN_{a-1} - 1443,69 D_1 - 2199,51 D_2 - 6336,64 D_3$$
$$R^2 \approx 0,993$$



onde

- $CP$  – consumo privado referente ao ano “a”;
- $BTN_{a-1}$  - consumo BTN referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2015; 2016\}$ ; 0, caso contrário;
- $D_2 = 1$  se  $a = \{2017; 2018; 2019\}$ ; 0, caso contrário;
- $D_3 = 1$  se  $a = \{1994; \dots; 1999\}$ ; 0, caso contrário.

## 2.2. Efeitos de temperatura

Para estabelecer a relação da temperatura com os consumos dos diferentes níveis de tensão optou-se por expurgar os consumos de fatores externos (PIB, Consumo Privado) e normalizar os dados diários de consumo de forma a serem comparáveis entre si.

Os níveis de tensão MAT e AT não se mostraram sensíveis à temperatura, sendo que os diagramas de dispersão destes níveis de tensão se apresentaram sem qualquer associação com a variável em estudo.

### Diagramas de dispersão representativos da associação das variáveis temperatura e consumo de eletricidade diários

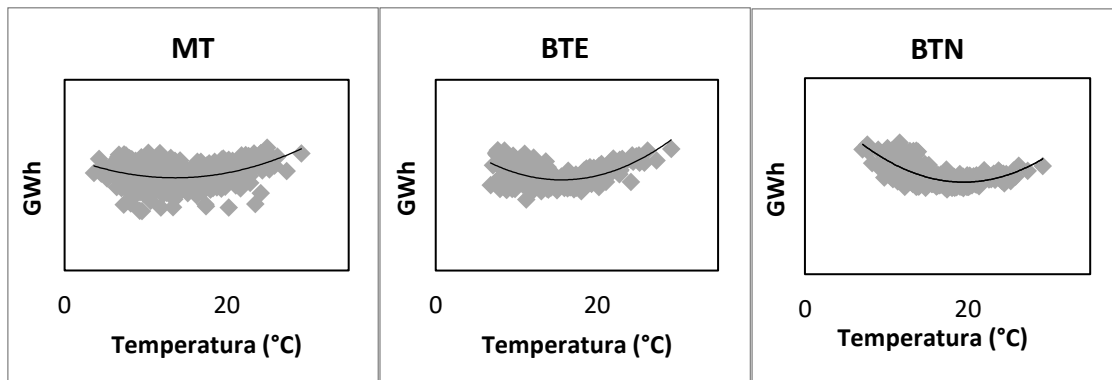


Figura 2.2.1

Pode verificar-se que os segmentos que se mostraram sensíveis à temperatura (MT, BTE, BTN) apresentam comportamentos (quadráticos) diferentes quando cruzados com esta variável. Os consumos da MT mostram-se mais dispersos e com uma variabilidade maior. Por outro lado, os consumos da BTN apresentam valores com menor variabilidade e mais sensíveis a temperaturas inferiores e a BTE mostra-se mais sensível a temperaturas mais elevadas. Tendo isto em consideração, foram incorporadas variáveis quadráticas distintas para cada um dos três níveis de tensão. Para efeitos de previsão foram calculados valores diários de temperatura normal (temperatura que seria expectável para um determinado dia) assumindo a média das temperaturas médias de um histórico de 40 anos de dados diários de 6 cidades portuguesas distribuídas geograficamente (Beja, Bragança, Castelo Branco, Faro, Lisboa, Porto).

### 2.3. Efeitos de calendário

Como se pode verificar nos gráficos seguintes, os efeitos de calendário afetam o consumo de eletricidade. Para avaliar esses mesmos efeitos integraram-se no modelo variáveis binárias (variáveis dummy) que representam:

- Dias em que ocorrem feriados
- Dias após os feriados
- Pontes (podendo ocorrer numa 6<sup>af</sup> ou 2<sup>af</sup>)
- Dias especiais como o Natal, o Domingo de Páscoa ou o dia de Ano Novo.

No que diz respeito ao ciclo semanal foram incluídas no modelo variáveis binárias que representam os dias úteis:

- 2ª feira útil
- 3ª feira útil
- 4ª feira útil
- 5ª feira útil
- 6ª feira útil
- sábado
- domingo

Relativamente ao ciclo anual assumiram-se variáveis binárias que retratam os meses do ano que afetavam o consumo de energia elétrica.

#### Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um ano

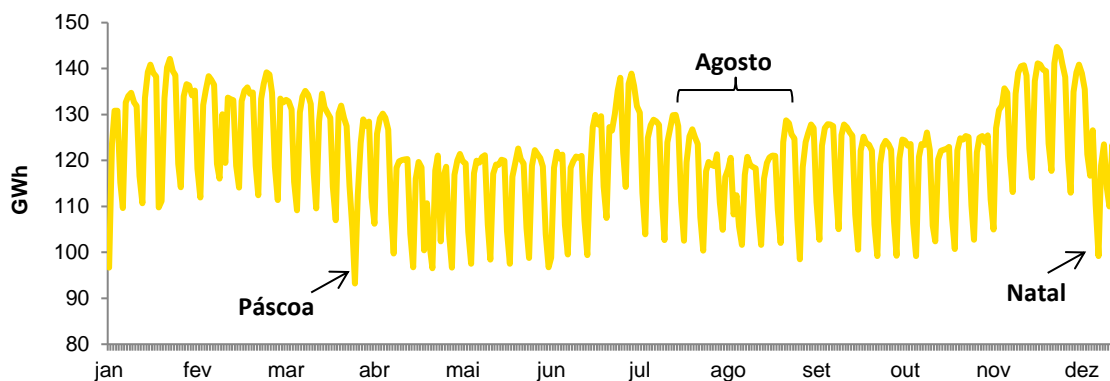


Gráfico 2.3.1

#### Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um mês

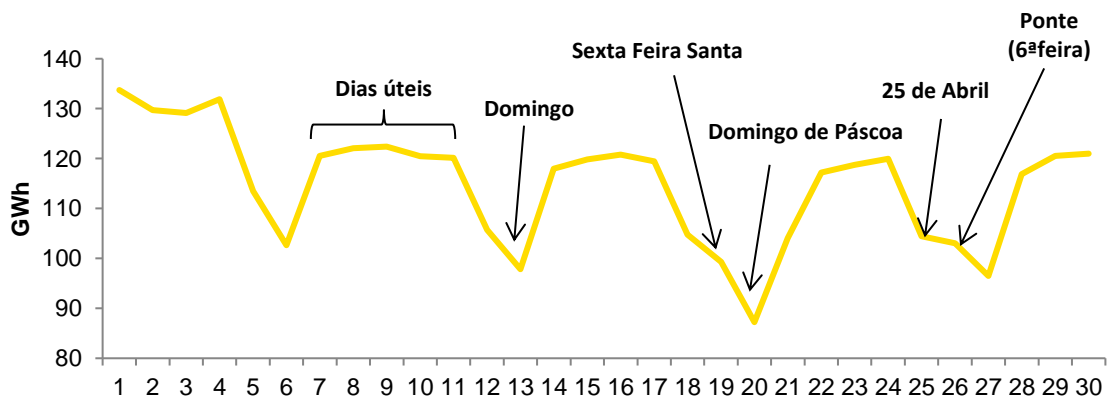


Gráfico 2.3.2



#### **2.4. Medidas de eficiência energética**

Nos últimos anos temos assistido a mudanças climáticas a um ritmo mais acelerado, que têm consequências profundas e transversais para toda a sociedade. Tomando consciência da necessidade de implementação de mudanças na forma como utilizamos a energia, em 2018 a União Europeia estabeleceu um novo pacote energético europeu, designado por “Pacote de Inverno - Energia Limpa para Todos”, definindo metas de eficiência energética para 2030. Este pacote compreende:

- a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;
- o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática.

O Regulamento (UE) 2018/1999 estabelece que todos os Estados Membros devem elaborar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC), com uma perspetiva de médio prazo (horizonte 2021-2030). Em Portugal, no início de 2019, o PNEC foi apresentado, e foi promovido um debate público descentralizado. A versão consolidada, com os contributos recolhidos da consulta pública, foi já enviada para a Comissão Europeia, em meados 2019. O PNEC é o principal instrumento de política energética, sendo que fixa uma meta de 35% para eficiência energética, para o ano 2030. Esta meta é mais ambiciosa que a definida pela Diretiva (EU)2018/2002, ao ser fixada em 2.5 pontos percentuais acima da correspondente na referida Diretiva.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) tem nas suas competências a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, tendo publicado o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do

Sistema Elétrico Nacional 2020 (RMSA-E 2020), o qual incorpora, na elaboração dos cenários e pressupostos, as linhas de orientação de política energética.

A adoção de programas estruturados e medidas com vista à eficiência energética, bem como uma crescente consciencialização dos consumidores para esta temática e sua relação com os problemas da sustentabilidade ambiental, é uma das macrotendências de futuro. Assim esta tendência terá um impacto no consumo de eletricidade, através dos comportamentos e escolhas cada vez mais eficientes e sustentáveis por parte dos consumidores. De salientar, que o estudo de cenarização dos pressupostos da DGEG, só considera o cenário de evolução das poupanças de energia. Na Tabela 2.4.1 apresentam-se os valores acumulados de poupança, em GWh, apresentados no RMSA-E 2020.

As poupanças de eletricidade previstas no RMSA-E 2020 para o período 2019-2020 constam no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), com um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, executadas por medidas regulatórias, mecanismos regulatórios e apoios financeiros: Fundo de Eficiência Energética, o Plano de Promoção de Eficiência Energética no consumo (PPEC), Portugal 2020 e entre outros instrumentos financeiros comunitários. Para o período 2021-2030, as poupanças estimadas têm em conta a meta de poupanças no âmbito da Diretiva para a eficiência energética. As estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade 2016-2018 nos setores da indústria, doméstico, serviços, transportes e agricultura e pescas, com esforço de poupança sobre a eletricidade igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

### **Poupanças associadas às medidas de eficiência energética**

<b>GWh</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>
<b>RMSA-E 2020</b>	421	523	372	372	372	372	372	372	372

**Tabela 2.4.1**

*Fontes: Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e DGEG, 2020*

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas nos últimos anos, os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito das medidas de eficiência energética para o período de previsão. Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-Redes, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, são promovidas iniciativas

de eficiência energética, direcionadas a segmentos específicos, nomeadamente, a Iluminação Pública (IP). A adoção do LED pela E-Redes, através do investimento na modernização da IP, contribui positivamente para a criação de valor e sustentabilidade do negócio da Empresa, respondendo a preocupações de eficiência energética e ambiental. Desta forma, incorporou-se nos diversos cenários estimativas, mais ou menos favoráveis, do impacto do plano de instalação de luminárias LED que abrange diversos municípios.

## **2.5. Veículos Elétricos**

Dado o crescimento da mobilidade elétrica em Portugal e prevendo o seu impacto na rede de distribuição, em particular nos investimentos necessários para acomodar o expectável aumento do consumo de energia elétrica associado à eletrificação dos transportes, torna-se relevante fazer uma projeção da evolução do consumo.

Assim, foi efetuada uma análise a documentação nacional e internacional de referência, de forma a estimar o aumento dos consumos de energia elétrica provocados pela eletrificação dos transportes até 2027.

### **2.5.1. Documentação de Referência**

Para esta pesquisa foram utilizadas várias fontes de informação de referência, necessárias na elaboração de pressupostos e obtenção de dados dos últimos anos. As referidas fontes, assim como o tipo de informação disponibilizada pelas mesmas encontram-se na tabela seguinte.

Fonte	Informação Recolhida
<b>EAFO – European Alternative Fuel Observatory</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Número total de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros e Autocarros) em Portugal, para os anos 2013-2019;</li> <li>Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros) mais comuns em Portugal;</li> <li>Número de Pontos de Carregamento de Veículos Elétricos, em Portugal.</li> </ul>
<b>Global EV Outlook 2019 – Agência Internacional de Energia (IEA)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Número total de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros e Autocarros) no mundo;</li> <li>Projeção de número de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros e Autocarros) no mundo para 2025 e 2030;</li> <li>Distribuição entre Veículos Elétricos Híbridos Plug-In e Veículos 100% Elétricos para 2025 e 2030;</li> <li>Distância média anual percorrida por Veículos Elétricos Plug-In Ligeiros Comerciais e Autocarros;</li> <li>Consumo médio de um Autocarro Elétrico Plug-In</li> <li>Percentagem de viagens realizadas por Veículos Elétricos Híbridos Plug-In em modo 100% elétrico em 2020 e em 2030;</li> <li>Eficiência de carregamento.</li> </ul>
<b>Long-Term Electric Vehicle Outlook 2019 – Bloomberg New Energy Finance (BNEF)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Número total de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros e Autocarros) na Europa e no mundo;</li> <li>Projeção de número de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros e Autocarros) na Europa e no mundo, por ano (2020-2027).</li> </ul>
<b>RMSA-E 2020 – Direção Geral de Energia e Geologia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projeção do número de Veículos Elétricos Plug-In (Ligeiros de passageiros) em Portugal, por ano (2020-2027).</li> </ul>
<b>Nissan</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo homologado pelo WLTP para o Nissan Leaf e para o Nissan e-NV200.</li> </ul>
<b>Renault</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consumo homologado pelo WLTP para o Renault Zoe.</li> </ul>
<b>ODYSSEE-MURE – Projeto H2020 – Enerdata e ISINNOVA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distância média anual percorrida por Veículos Elétricos Ligeiros de Passageiros na Europa.</li> </ul>

**Tabela 2.5.1.1**

Para a realização de projeções da evolução do consumo de energia elétrica proveniente da eletrificação dos transportes, foi necessário obter vários pressupostos, que se encontram caracterizados nas subsecções seguintes.

### **2.5.2 Tipos de veículos analisados**

Para esta análise não foram tidos em conta todos os tipos de veículos existentes, uma vez que para alguns ainda não existe uma oferta de mercado significativa, noutros casos as economias associadas à eletrificação dos transportes ainda não justificam a transição para veículos elétricos e noutros as informações existentes são escassas e inconsistentes. Exemplos destas situações são os veículos pesados de mercadorias, que ainda não dispõem de uma oferta de mercado significativa, e os veículos leves/suaves, como as bicicletas, ciclomotores, etc. que, apesar da adesão, não dispõem de dados fiáveis e, para além disso, dificilmente terão um consumo de energia elétrica representativo para este efeito.

Assim, optou-se por considerar nesta análise apenas os veículos ligeiros, quer sejam eles de passageiros ou comerciais, e os autocarros, uma vez que, neste momento, existe mais informação disponível assim como oferta de mercado para estes tipos de veículos.

### **2.5.3 Análise da tendência do número de veículos elétricos em Portugal**

Para projeção do número de veículos elétricos plug-in em circulação em Portugal até 2027 começou por se analisar a evolução deste indicador nos últimos anos, utilizando os dados fornecidos pelo Observatório Europeu de Combustíveis Alternativos (EAFO):

### Número de Veículos Elétricos Plug-In Ligeiros em Portugal

Ano	Ligeiros Passageiros 100% Elétricos	Ligeiros Passageiros Híbridos Plug-In	Ligeiros Comerciais 100% Elétricos	Total
2013	456	108	0	564
2014	672	209	0	881
2015	1.116	730	118	1.964
2016	2.067	1.809	195	4.071
2017	3.639	3.937	264	7.840
2018	8.014	8.341	667	17.022
2019	15.263	13.923	865	30.051

Fonte: Observatório Europeu de Combustíveis Alternativos (EAFO)

**Tabela 2.5.3.1**

### Número de Autocarros Elétricos em Portugal

Ano	Autocarros Elétricos Plug-In
2018	23
2019	37

Fonte: Observatório Europeu de Combustíveis Alternativos (EAFO)

**Tabela 2.5.3.2**

Depois de analisados os números existentes para veículos elétricos plug-in ligeiros e autocarros em Portugal, foi necessário estimar um crescimento anual até 2027, tendo sido utilizadas várias abordagens que resultaram em quatro cenários distintos (1 a 4).

#### Cenário 1

Este cenário tem como base o EV Outlook 2019 da Agência Internacional da Energia (IEA), em particular a previsão realizada no *New Policies Scenario*. Assim, partindo do número de veículos elétricos (ligeiros e autocarros) existentes no mundo em 2018, indicado no EV Outlook 2019 da IEA, e da projeção do mesmo deste cenário, no mesmo documento, para o número de veículos elétricos no mundo (ligeiros e autocarros) para 2025 e 2030, foram obtidas as seguintes taxas de crescimento anual compostas (CAGR):

### Taxa de crescimento anual composta (CAGR) mundial do número de veículos elétricos ligeiros

Ano	Nº VE Ligeiros	CAGR
2018	5.400.000	-
2025	52.000.000	38%
2030	129.000.000	20%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – New Policies Scenario)

**Tabela 2.5.3.3**

### Taxa de crescimento anual composta (CAGR) mundial do número de autocarros elétricos

Ano	Nº Autocarros Elétricos	CAGR
2018	460.000	-
2025	3.200.000	32%
2030	4.800.000	8%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – New Policies Scenario)

**Tabela 2.5.3.4**

No entanto, devido aos valores apresentados pela taxa de crescimento anual composta no período 2018-2025 ser muito superior à do período 2025-2030, quer no caso dos veículos elétricos ligeiros, quer no caso dos autocarros elétricos, foi necessário decompor a taxa de crescimento anual composta em taxas de crescimento individuais para cada ano, de modo a aproximar a projeção do número total de veículos de cenários mais realistas.

No caso dos veículos elétricos ligeiros, caso esta correção não fosse efetuada, verificar-se-ia uma diminuição significativa na previsão do número de veículos a serem acrescentados à frota em 2025 e 2026, não refletindo assim a realidade que deve contemplar um crescimento do número de veículos elétricos a serem acrescentados à frota total todos os anos. Já no caso dos autocarros elétricos, apesar de ser expectável um abrandamento do número de autocarros a acrescentar

anualmente à frota, existiria uma queda abrupta do número de autocarros a serem acrescentados à frota em 2026, algo que não corresponde às previsões.

O resultado da decomposição efetuada é apresentado nas tabelas seguintes:

#### **Taxa de crescimento anual mundial do número de veículos elétricos ligeiros**

<b>Ano</b>	<b>Taxa de Crescimento</b>
2020	39%
2021	39%
2022	38%
2023	38%
2024	37%
2025	35%
2026	24%
2027	22%

*Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – New Policies Scenario)*

**Tabela 2.5.3.3**

#### **Taxa de crescimento anual mundial do número de autocarros elétricos**

<b>Ano</b>	<b>Taxa de Crescimento</b>
2020	45%
2021	37%
2022	31%
2023	26%
2024	24%
2025	20%
2026	15%
2027	11%

*Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA– New Policies Scenario)*

**Tabela 2.5.3.4**



## Cenário 2

O cenário 2 tem também como base o EV Outlook 2019 da IEA, mas utiliza o EV30@30 Scenario, o qual prevê uma quota de mercado de 30% para os veículos elétricos em 2030 (excluindo veículos de duas ou três rodas). Assim, tendo em conta a previsão do EV30@30 Scenario, presente no EV Outlook 2019 da IEA, para o número de veículos elétricos no mundo (ligeiros e autocarros) para 2025 e 2030, foram obtidas as seguintes CAGR:

### Taxa de crescimento anual composta (CAGR) mundial do número de veículos elétricos ligeiros

Ano	Nº VE Ligeiros	CAGR
2018	5.400.000	-
2025	100.000.000	52%
2030	239.000.000	19%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – EV30@30 Scenario)

Tabela 2.5.3.5

### Taxa de crescimento anual composta (CAGR) mundial do número de autocarros elétricos

Ano	Nº Autocarros Elétricos	CAGR
2018	460.000	-
2030	8.200.000	27%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – EV30@30 Scenario)

Tabela 2.5.3.6

Tal como no cenário 1, é necessário decompor a taxa de crescimento anual composta em taxas de crescimento individuais para cada ano, de modo a aproximar a projeção do número total de veículos de cenários mais realistas:

### Taxa de crescimento anual mundial do número de veículos elétricos ligeiros

Ano	Taxa de Crescimento
2020	59%
2021	52%
2022	51%
2023	50%
2024	46%
2025	40%
2026	30%
2027	24%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA – EV30@30 Scenario)

**Tabela 2.5.3.7**

### Taxa de crescimento anual mundial do número de autocarros elétricos

Ano	Taxa de Crescimento
2020	40%
2021	30%
2022	27%
2023	27%
2024	27%
2025	27%
2026	27%
2027	27%

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA– EV30@30 Scenario)

**Tabela 2.5.3.8**

### Cenário 3

Partindo do número de veículos elétricos (ligeiros e autocarros) existentes no mundo em 2019, indicada no Long-Term Electric Vehicle Outlook 2019 da Bloomberg New Energy Finance (BNEF), e da projeção do mesmo documento para o número de veículos elétricos existentes no mundo em cada ano até 2027, foi obtida a seguinte taxa de crescimento anual:

**Taxa de crescimento anual mundial do número de veículos elétricos ligeiros e autocarros**

Ano	Taxa Crescimento VE Ligeiros	Taxa Crescimento Autocarros Elétricos
2020	39%	9%
2021	46%	8%
2022	30%	10%
2023	31%	5%
2024	32%	4%
2025	28%	2%
2026	31%	5%
2027	28%	4%

Fonte: Long-term Electric Vehicle Outlook 2019, BNEF

**Tabela 2.5.3.9**

**Cenário 4**

O cenário 4 tem como base a mesma fonte referida no cenário 3, mas utilizando o número de veículos elétricos (ligeiros e autocarros) existentes na Europa e as suas projeções anuais até 2027. Assim, as taxas de crescimento anuais obtidas são as seguintes:

**Taxa de crescimento anual europeia do número de veículos elétricos ligeiros e autocarros**

Ano	Taxa Crescimento VE Ligeiros	Taxa Crescimento Autocarros Elétricos
2020	39%	27%
2021	28%	27%
2022	28%	27%
2023	31%	27%
2024	37%	27%
2025	32%	27%
2026	30%	39%
2027	32%	39%

Fonte: Long-term Electric Vehicle Outlook 2019, BNEF

**Tabela 2.5.3.10**

#### **2.5.4 Distribuição de Veículos Ligeiros por Tipo e por Monitorização**

Tendo em conta que neste trabalho se estão a analisar dois tipos de veículos ligeiros: de passageiros e comerciais, e dois tipos de motorizações distintas: veículos 100% elétricos e veículos híbridos *plug-in*, cujas características de consumos e de utilização diferem consideravelmente, importa fazer uma distribuição do crescimento pelos diferentes tipos e monitorizações.

Assim, tendo em conta dados do EV Outlook 2019 (IEA), conclui-se que a percentagem de veículos ligeiros comerciais é de aproximadamente 4% do total de veículos ligeiros. Tendo em consideração que a distribuição entre veículos elétricos comerciais e de passageiros em 2019 é de 4% e 96%, respetivamente, do número total de veículos elétricos *plug-in*, e, uma vez que não difere muito do valor indicado no EV Outlook 2019, optou-se por manter esta distribuição igual até 2027.

Relativamente ao tipo de motorização, esta varia apenas nos veículos elétricos *plug-in* ligeiros de passageiros, uma vez que os veículos elétricos *plug-in* ligeiros comerciais disponíveis em Portugal são todos 100% elétricos (EAFO). Novamente recorrendo a dados do EV Outlook 2019 (IEA), é referido que a distribuição entre veículos 100% elétricos e veículos elétricos híbridos *plug-in* será de aproximadamente 50% para cada tipo de motorização em 2020, com ligeira vantagem para os veículos elétricos híbridos *plug-in* em 2030. Tendo em conta que em 2019, a distribuição entre veículos 100% elétricos e veículos elétricos híbridos *plug-in* é de 49% e 51%, respetivamente, o que está em linha com o indicado no EV Outlook 2019, optou-se também por manter esta distribuição igual até 2027.

#### **2.5.5 Distâncias médias anuais percorridas**

Dada a dificuldade em obter dados bem caracterizados de distância média percorrida anualmente por cada tipo de veículo em análise, optou-se por utilizar os valores indicados no EV Outlook 2019 da IEA para os autocarros e para os veículos comerciais ligeiros, sendo que no caso dos veículos ligeiros de passageiros retiraram-se dados do programa H2020 (ODYSSEE-MURE), cujo objetivo é fornecer uma monitorização abrangente da energia consumida, tendências de eficiência

energética e uma avaliação das medidas de eficiência energética por cada setor para os países da União Europeia e para a Noruega, e correspondem a uma média de distância percorrida anualmente na Europa. Assim, os valores apresentam-se no quadro seguinte:

#### **Distância média anual percorrida por tipo de veículo**

<b>Tipo de Veículo</b>	<b>Distância percorrida por ano (km)</b>
Ligeiro de Passageiros	12.000
Ligeiro Comercial	21.000
Autocarro	37.500

*Fontes: Agência Internacional de Energia (IEA) e Enerdata e ISINNOVA*

**Tabela 2.5.5.1**

#### **2.5.6 Consumo Veículos Elétricos e Eficiência de Carregamento**

De modo a obter o consumo de energia elétrica associado aos veículos elétricos é necessário obter, para cada um dos tipos de veículos em análise, o seu consumo médio por cada 100 km percorridos, assim como a eficiência do processo de carregamento.

Assim, para os veículos 100% elétricos ligeiros de passageiros, foram utilizadas as médias de consumo homologadas, segundo o protocolo Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP), dos veículos mais representativos em Portugal, que são o Nissan Leaf e o Renault Zoe. As médias de consumo homologadas foram obtidas diretamente das fichas técnicas dos veículos, disponíveis nas páginas web dos fabricantes. Também para os veículos elétricos ligeiros comerciais foi utilizado o mesmo método, sendo que neste caso a referência utilizada foi o Nissan e-NV200, que é um dos veículos mais representativos em Portugal.

Relativamente aos veículos elétricos híbridos plug-in, o seu consumo está relacionado com a quantidade de viagens e/ou distância percorrida em modo 100% elétrico. Assim, utilizou-se como referência o indicado no EV Outlook 2019 da IEA,

ou seja, em 2018 55% da distância percorrida pelos veículos elétricos híbridos plug-in é em modo 100% elétrico, mas que em 2030 essa distância irá corresponder a 70%. Tendo isto em conta, foi apurado um consumo diferenciado para este tipo de veículos, entre 2018 e 2027. Os consumos apresentam-se na tabela seguinte:

### Consumo médio por tipo de veículo

Tipo de Veículo		Consumo (kWh/100km)
Ligeiro de Passageiros 100% Elétrico		18,76
Ligeiro de Passageiros Elétrico Híbrido Plug-in	2018	10,32
	2019	10,53
	2020	10,74
	2021	10,96
	2022	11,19
	2023	11,41
	2024	11,64
	2025	11,88
	2026	12,12
	2027	12,37
Ligeiro Comercial 100% Elétrico		25,9
Autocarro Elétrico		125,5

Fontes: Nissan, Renault e EV Outlook 2019, IEA

**Tabela 2.5.6.1**

Finalmente, quanto à eficiência de carregamento, foi utilizado como referência o valor indicado no EV Outlook 2019 da IEA, que corresponde a 95%.

### 2.5.7 Projeções de consumo associado ao veículos elétricos

Tendo estabelecido os pressupostos para a realização da análise na secção anterior, foram obtidos, para cada um dos cenários apresentados anteriormente, a seguinte projeção para o número de veículos ligeiros e autocarros existentes em Portugal, para cada ano, até 2027 e, conseqüentemente, o consumo de energia elétrica associado a essas projeções.

### Cenário 1

Como referido anteriormente, o cenário 1 representa as projeções para o número de veículos elétricos no mundo até 2027, indicada pelo EV Outlook 2019 da IEA – New Policies Scenario, sendo depois extrapolado esse crescimento anual para Portugal.

Este cenário prevê um crescimento muito acelerado até 2025, decrescendo depois até 2027, algo que está em linha com o sucedido nos países nórdicos da Europa, cujas percentagens de vendas de novos veículos elétricos superam já os 10% do mercado.

#### Consumo de energia elétrica anual associado à eletrificação dos transportes (Cenário 1)

Ano	Veículos Ligeiros				Autocarros	Consumo (MWh)
	100% Elétricos de Passageiros	Híbridos Plug-In de Passageiros	100% Elétricos Comerciais	Total		
2013	456	108	0	564	-	1 158
2014	672	209	0	881	-	1 742
2015	1 116	730	118	1 964	0	3 840
2016	2 067	1 809	195	4 071	0	7 303
2017	3 639	3 937	264	7 840	11	13 448
2018	8 341	8 014	667	17 022	23	35 108
2019	15 263	13 923	865	30 051	37	61 372
2020	20 468	19 666	1 637	41 771	54	87 074
2021	28 451	27 336	2 275	58 062	74	121 736
2022	39 262	37 723	3 140	80 125	96	168 817
2023	54 182	52 058	4 333	110 572	121	233 924
2024	74 229	71 319	5 936	151 484	150	321 831
2025	100 209	96 281	8 013	204 504	181	436 300
2026	124 260	119 388	9 937	253 585	208	543 895
2027	151 597	145 654	12 123	309 373	230	667 019

**Tabela 2.5.7.1**

## Cenário 2

O cenário 2 apresenta também as projeções para o número de veículos elétricos no mundo até 2030, baseando-se no EV Outlook 2019 da IEA - EV30@30 Scenario, sendo depois extrapolado esse crescimento anual para Portugal.

Este cenário, ao contrário do cenário 1, prevê que o crescimento acelerado que se tem verificado nos últimos anos sofra apenas um ligeiro abrandamento, possibilitando assim que a quota de mercado dos veículos elétricos atinja os 30% já em 2030, o que leva a uma previsão de cerca de 356.000 veículos elétricos a mais para Portugal, nesse ano.

### Consumo de energia elétrica anual associado à eletrificação dos transportes (Cenário 2)

Ano	Veículos Ligeiros				Autocarros	Consumo (MWh)
	100% Elétricos de Passageiros	Híbridos Plug-In de Passageiros	100% Elétricos Comerciais	Total		
2013	456	108	0	564	-	1 158
2014	672	209	0	881	-	1 742
2015	1 116	730	118	1 964	0	3 840
2016	2 067	1 809	195	4 071	0	7 303
2017	3 639	3 937	264	7 840	11	13 448
2018	8 341	8 014	667	17 022	23	35 108
2019	15 263	13 923	865	30 051	37	61 372
2020	23 413	22 495	1 872	47 781	52	99 158
2021	35 588	34 193	2 846	72 627	67	151 133
2022	53 738	51 632	4 297	109 667	86	228 913
2023	80 607	77 447	6 446	164 501	109	344 677
2024	117 687	113 073	9 411	240 171	138	505 580
2025	164 762	158 302	13 175	336 240	175	711 706
2026	214 190	205 793	17 128	437 111	222	931 244
2027	265 596	255 183	21 239	542 018	283	1 162 984

**Tabela 2.5.7.2**



### Cenário 3

Como referido anteriormente, o cenário 3 representa as projeções para o número de veículos elétricos no mundo até 2027, indicada pelo Long-Term Electric Vehicle Outlook 2019 da BNEF, sendo depois extrapolado esse crescimento anual para Portugal.

Face ao cenário 1, que tem por base os dados do EV Outlook 2019 da IEA - New Policies Scenario, espera-se um crescimento semelhante do número de veículos elétricos até 2020 e um crescimento superior a partir desse ano até 2030, o que se reflete em cerca de 50.000 veículos elétricos a mais para Portugal, em 2030.

No entanto comparativamente ao cenário 2, que tem por base os dados do EV Outlook 2019 da IEA - EV30@30 Scenario, o número de veículo elétricos em Portugal, em 2030, será inferior em cerca de 305.643 veículos, uma vez que o crescimento previsto neste cenário é substancialmente inferior no período entre 2020 e 2027.

#### Consumo de energia elétrica anual associado à eletrificação dos transportes (Cenário 3)

Ano	Veículos Ligeiros				Autocarros	Consumo (MWh)
	100% Elétricos de Passageiros	Híbridos Plug-In de Passageiros	100% Elétricos Comerciais	Total		
2013	456	108	0	564	-	1 158
2014	672	209	0	881	-	1 742
2015	1 116	730	118	1 964	0	3 840
2016	2 067	1 809	195	4 071	0	7 303
2017	3 639	3 937	264	7 840	11	13 448
2018	8 341	8 014	667	17 022	23	35 108
2019	15 263	13 923	865	30 051	37	61 372
2020	20 414	19 614	1 632	41 660	40	86 233
2021	29 720	28 555	2 377	60 651	44	125 631
2022	38 563	37 051	3 084	78 698	48	163 647
2023	50 542	48 560	4 042	103 143	50	215 297
2024	66 611	63 999	5 327	135 937	53	284 973
2025	85 345	81 999	6 825	174 168	54	366 941
2026	112 043	107 651	8 960	228 654	57	484 368
2027	143 886	138 245	11 506	293 637	59	625 671

**Tabela 2.5.7.3**

#### Cenário 4

Como referido anteriormente, o cenário 4 representa as projeções para o número de veículos elétricos na Europa até 2027, indicada pelo Long-Term Electric Vehicle Outlook 2018 da BNEF, sendo depois extrapolado esse crescimento anual para Portugal.

Em particular este cenário é marcado por um menor crescimento inicial, relativamente ao cenário para o crescimento do número de veículos elétricos no mundo, sendo que a partir de 2024 o crescimento irá ser maior na Europa do que no mundo, fruto de políticas energéticas e do mercado europeu de automóveis.

De referir também que este cenário prevê um grande crescimento do número de autocarros elétricos na Europa (apenas comparável ao expectável nos Estados Unidos), que contrasta com o crescimento no resto do mundo, novamente devido aos esforços de descarbonização e a políticas relacionadas com a qualidade do ar, como por exemplo a criação de zonas de baixas emissões nos centros de várias cidades europeias.

#### Consumo de energia elétrica anual associado à eletrificação dos transportes (Cenário 4)

Ano	Veículos Ligeiros				Autocarros	Consumo (MWh)
	100% Elétricos de Passageiros	Híbridos Plug-In de Passageiros	100% Elétricos Comerciais	Total		
2013	456	108	0	564	-	1 158
2014	672	209	0	881	-	1 742
2015	1 116	730	118	1 964	-	3 840
2016	2 067	1 809	195	4 071	-	7 303
2017	3 639	3 937	264	7 840	11	13 448
2018	8 341	8 014	667	17 022	23	35 108
2019	15 263	13 923	865	30 051	37	61 372
2020	20 408	19 608	1 632	41 648	47	86 516
2021	26 151	25 126	2 091	53 368	60	111 530
2022	33 423	32 112	2 673	68 208	76	143 423
2023	43 908	42 186	3 511	89 605	96	189 472
2024	60 362	57 996	4 827	123 185	122	261 709
2025	79 753	76 626	6 378	162 757	155	347 777
2026	104 045	99 966	8 320	212 332	216	457 369
2027	137 238	131 858	10 974	280 071	300	608 091

**Tabela 2.5.7.4**

Na tabela que se segue são apresentados os valores utilizados na análise do consumo de veículos elétricos, que foram incorporados no cenário superior. Utilizaram-se os dados (reais, de 2013 a 2019) da EDP MOP e foram analisadas as estimativas (de 2020 a 2027) efetuadas pela DGEG e as efetuadas com base no estudo apresentado. Optou-se por incorporar no cenário superior as estimativas constantes no RMSA (DGEG), na medida em que tem em consideração orientações de política energética nacional e aproxima-se de pelo menos um dos cenários apresentados no estudo da E-Redes, tal como se pode verificar no tabela 2.5.7.5 e na figura 2.5.7.1.

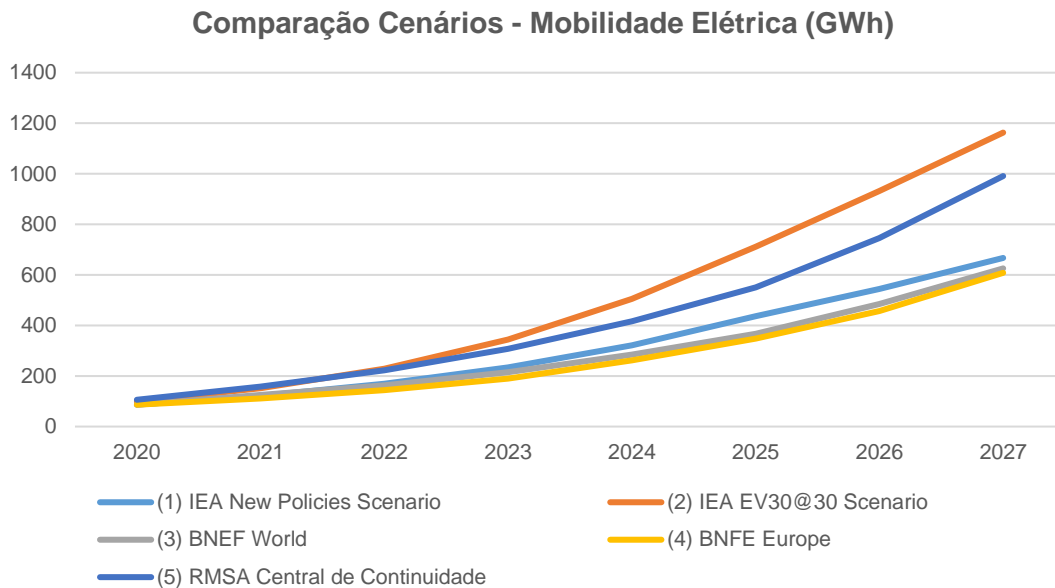
### Consumo de veículos elétricos verificado e respetiva previsão

Anos		Consumo VE E-Redes (GWh) (1)	Consumo VE E-Redes (GWh) (2)	Consumo VE E-Redes (GWh) (3)	Consumo VE E-Redes (GWh) (4)	Consumo VE RMSA (GWh) (5)
2013	<b>Verificado</b>	1,2	1,2	1,2	1,2	-
2014		1,7	1,7	1,7	1,7	-
2015		3,8	3,8	3,8	3,8	-
2016		7,3	7,3	7,3	7,3	-
2017		13,4	13,4	13,4	13,4	-
2018		35,1	35,1	35,1	35,1	-
2019		61,4	61,4	61,4	61,4	-
2020*	<b>Previsão</b>	87,1	99,2	86,2	86,5	106,0
2021		121,7	151,1	125,6	111,5	158,0
2022		168,8	228,9	163,6	143,4	223,0
2023		233,9	344,7	215,3	189,5	308,0
2024		321,8	505,6	285,0	261,7	416,0
2025		436,3	711,7	366,9	347,8	550,0
2026		543,9	931,2	484,4	457,4	746,0
2027	667,0	1.116,3	625,7	608,1	991,0	

\* valores provisórios para 2020

Fonte: (1) Estimativas E-Redes com base em dados mundiais da IEA – New Policies Scenario, (2) Estimativas E-Redes com base em dados mundiais da IEA – EV30@30 Scenario, (3) Estimativas E-Redes com base em dados mundiais da BNEF, (4) Estimativas E-Redes com base em dados europeus da BNEF, (5) Dados e estimativas cenário central continuidade DGEG - RMSA-E 2020

**Tabela 2.5.7.5**



**Figura 2.5.7.1**

### **2.5.8 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento**

Para além das projeções do aumento de consumo associado à mobilidade elétrica, é importante distribuir este consumo pelos diversos segmentos: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT).

Esta distribuição revela-se importante, uma vez que tanto os Postos de Carregamento de Veículos Elétricos (PCVE) Rápidos como os *Hubs* de carregamento (locais específicos com vários PCVE) são instalações normalmente alimentadas em MT.

Assim, para a distribuição do consumo, foram utilizadas as seguintes informações/pressupostos:

1. Todo o consumo associado aos Autocarros Elétricos é atribuído à MT. Isto deve-se ao facto de estes necessitarem de baterias com grande capacidade, e, portanto, necessitam de ser recarregados com recurso a PCVE de grande potência (2019 EV Outlook – IEA). Para além disso, é provável que o local de carregamento destes veículos seja utilizado para carregar mais do que um em simultâneo, aumentando a potência necessária da instalação para níveis típicos de ligações MT.

2. Relativamente ao consumo dos veículos elétricos ligeiros, considerou-se que 69% dos carregamentos é doméstico, 21% no local de trabalho e os restantes 10% em PCVE acessíveis ao público (Impacts on Grid Integration Electric Vehicles – INESC).
3. Considerou-se que todos os carregamentos domésticos seriam atribuídos como BTN. Isto deve-se ao facto de a grande maioria dos clientes residenciais estarem associados à topologia de fornecimento em BTN.
4. Relativamente aos carregamentos no local de trabalho, considerou-se que seriam atribuídos tanto à topologia BTE como MT. Isto porque grande parte dos clientes empresariais têm ligações BTE e MT. Quanto à divisão entre estas topologias, foi utilizada a atual proporção clientes BTE/MT, isto é, 60%/40% (E-Redes, Dezembro 2019).
5. Para o consumo relativo aos PCVE de acesso público, considerou-se que este seria equitativamente distribuído entre carregamento lento e rápido (5% para cada). Os PCVE lentos seriam atribuídos como BTN, uma vez que a grande maioria destes postos atualmente ligado à rede de distribuição é nesta tipologia. Quanto aos PCVE rápidos ligados atualmente à rede de distribuição, estão ligados em BTE/MT na proporção 54%/46%, pelo que o consumo associado a estes PCVE seria distribuído por ambas as topologias na mesma proporção (Dados E-Redes – Outubro 2019).

Tendo isto em consideração, apresenta-se de seguida a distribuição do consumo pelas tipologias BTN, BTE e MT, para cada um dos cenários obtidos:

#### **Cenário 1**

<b>Ano</b>	<b>Consumo BTN (MWh)</b>	<b>Consumo BTE (MWh)</b>	<b>Consumo MT (MWh)</b>
2017	9 574	1 973	1 901
2018	25 190	5 192	4 726
2019	44 145	9 098	8 130
2020	62 592	12 900	11 582
2021	87 560	18 046	16 130
2022	121 617	25 065	22 135
2023	168 936	34 818	30 170
2024	232 987	48 019	40 825
2025	316 660	65 264	54 375
2026	395350	81 482	67 062
2027	485 678	100 099	81 242

**Tabela 2.5.8.1**

### Cenário 2

Ano	Consumo BTN (MWh)	Consumo BTE (MWh)	Consumo MT (MWh)
2017	9 574	1 973	1 901
2018	25 190	5 192	4 726
2019	44 145	9 098	8 130
2020	71 598	14 756	12 804
2021	109 525	22 573	19 035
2022	166 458	34 307	28 148
2023	251 330	51 800	41 548
2024	369 391	76 132	60 057
2025	520 645	107 306	83 756
2026	681 478	140 454	109 312
2027	850 902	175 372	136 710

Tabela 2.5.8.2

### Cenário 3

Ano	Consumo BTN (MWh)	Consumo BTE (MWh)	Consumo MT (MWh)
2017	9.574	1.973	1.901
2018	25 190	5 192	4 726
2019	44 145	9 098	8 130
2020	62 426	12 866	10 941
2021	91 465	18 851	15 315
2022	119 452	24 619	19 575
2023	157 586	32 479	25 232
2024	209 075	43 091	32 808
2025	269 688	55 583	41 670
2026	356 482	73 472	54 414
2027	460 974	95 008	69 689

Tabela 2.5.8.3

### Cenário 4

Ano	Consumo BTN (MWh)	Consumo BTE (MWh)	Consumo MT (MWh)
2017	9 574	1 973	1 901
2018	25 190	5 192	4 726
2019	44 145	9 098	8 130
2020	62 408	12 862	11 246
2021	80 482	16 587	14 461
2022	103 528	21 337	18 557
2023	136 901	28 216	24 355
2024	189 463	39 049	33 198
2025	252 018	51 941	43 817
2026	331 035	68 227	58 107
2027	439 677	90 618	77 796

Tabela 2.5.8.4

## Cenário 5

Ano	Consumo BTN (MWh)	Consumo BTE (MWh)	Consumo MT (MWh)
2019	37 403	7 709	6 888
2020	70 711	14 574	12 716
2021	127 319	26 241	22 440
2022	207 304	42 726	35 971
2023	299 303	61 687	51 011
2024	406 977	83 879	68 144
2025	530 155	109 266	87 579
2026	693 859	143 005	114 136
2027	856 172	176 459	140 369

**Tabela 2.5.8.5**

Ressalva-se a opção de incorporar no cenário superior as estimativas constantes no RMSA (Cenário 5), na medida em que tem em consideração orientações de política energética nacional.

### 2.6 Autoconsumo

A figura seguinte, baseada em dados e estimativas da DGEG, ilustra a evolução do autoconsumo entre 1994 e 2027, permitindo observar uma alteração significativa na evolução desta energia a partir de 2002. Após a saturação do número adicional de cogeneradores em condições de aderir à Portaria nº 399/2002, o autoconsumo apresenta uma queda, e de 2010 em diante uma estabilização.

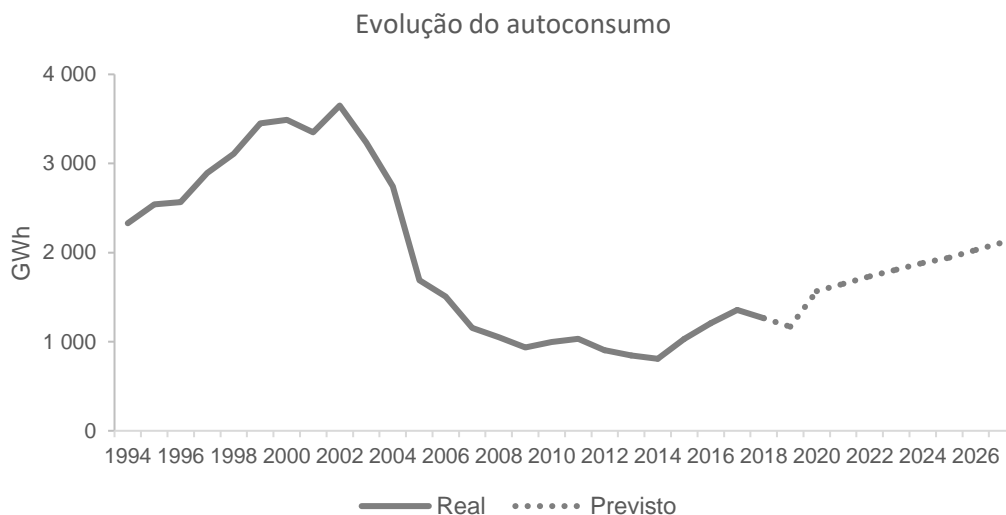
Adicionalmente, no âmbito do Decreto-Lei nº 153/2014 e as Portarias nº 14 e 15/2015 de 23 de janeiro, é estabelecido o regime jurídico para produção a partir de energias renováveis ou não renováveis destinadas ao autoconsumo na instalação de utilização associada à unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP (UPAC – unidade de produção para autoconsumo) e para produção a partir de energias renováveis, vendida na sua totalidade à RESP, baseado numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW (UPP – Unidade de Pequena Produção).

Mais recentemente, o decreto-lei nº 162/2019 estabelece um novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável. Enquanto até agora apenas era permitido o Autoconsumo Individual, este novo regime jurídico introduz o conceito de Autoconsumo Coletivo, permitindo que os consumidores se agrupem com o

objetivo de partilhar a mesma unidade de produção de energia, cuja produção é repartida pelas várias instalações consumidoras que a compõe. Também irá permitir que os consumidores e outros participantes de projetos de energia renovável constituam Comunidades de Energia para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

Em adição, o novo regime determina que os valores de consumo requisitado à Rede e o valor de energia excedente seja obtido através do saldo quarto-horário, ou seja, a produção deixa de ter de ocorrer simultaneamente com o consumo, bastando que ocorra dentro do mesmo quarto-hora para que reduza o seu consumo. Estas alterações potenciam uma maior implementação de novas instalações de produção de energia renovável para o autoconsumo, tendo em vista a concretização nacional de metas definidas no âmbito do Plano de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente atingir uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis em 2030.

Tendo em conta que não é ainda possível antecipar os efeitos deste novo regime, mas como até ao momento o efeito do autoconsumo é reduzido, em termos globais, este efeito será desprezado nas projeções efetuadas.



Fonte: Dados reais e projeções DGEG, dezembro 2020

**Figura 2.6.1**



Aplicando a estimativa acima à previsão de consumo apresentada no capítulo 5, estima-se que o peso do autoconsumo relativamente à energia distribuída projetada no cenário central se situe em 4,4% no horizonte 2027.

Os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito do autoconsumo para o período de previsão, com base no histórico utilizado.

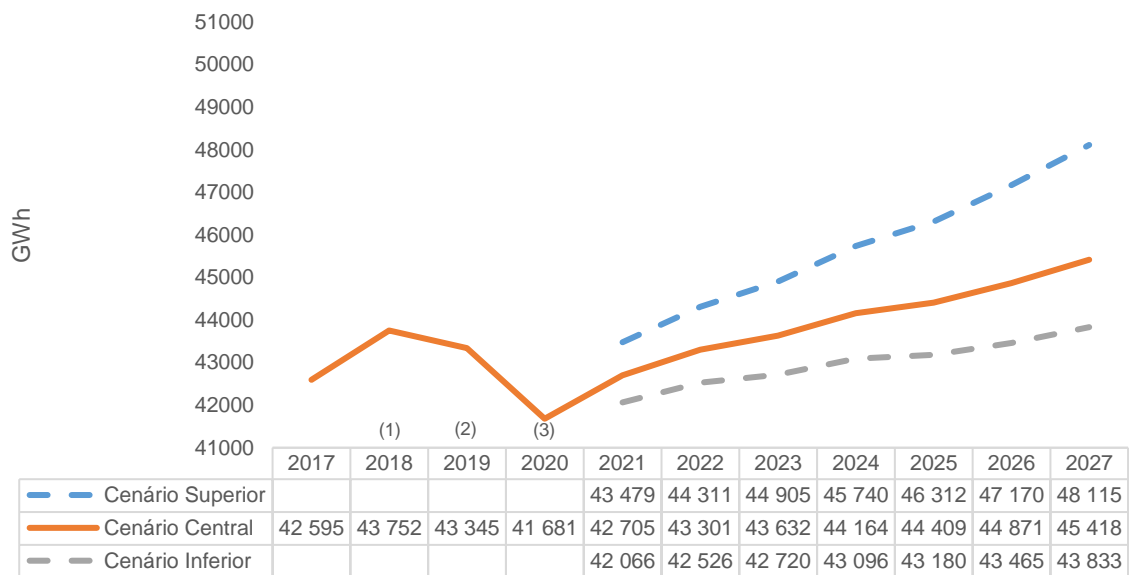
### **3 Previsão da procura de eletricidade**

Após a estimação da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se 3 cenários possíveis. Desta forma, o cenário central assumiu-se como sendo a melhor estimativa de cada um dos modelos matemáticos construídos, sendo que, para determinar os cenários superior e inferior foi calculado um intervalo de previsão a 95% da estimativa integrada no cenário central, através de uma abordagem não paramétrica. Assumindo que os padrões de temperatura são estáveis a longo prazo, isto é, expurgando o efeito de alterações climáticas, foi aplicado o método *bootstrap* para o cálculo do intervalo de confiança, que envolve a amostragem aleatória dos resíduos dos dados históricos. Dada a importância de preservar quaisquer padrões sazonais ou tendências, bem como a correlação temporal inerente, utilizou-se o método *bootstrap sazonal duplo por blocos*, que respeita as sazonalidades diária e anual da série temporal.

#### **3.1 Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição**

O gráfico que se segue retrata o valor da energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com os cenários acima mencionados. Estes valores consideram os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui a projeção de consumo dos veículos elétricos no cenário superior.

## Energia distribuída na rede nacional de distribuição (sem considerar consumo MAT)



Dados de 2017 a 2020 Balanço Energético Contabilístico, 2021-2027: Estimativas E-Redes

(1) Inclui impacto da temperatura de cerca de 700 GWh e cerca de 40GWh de energia recuperada (fraude).

(2) Inclui impacto da temperatura de cerca de 110GWh e cerca de 53GWh de energia recuperada (fraude).

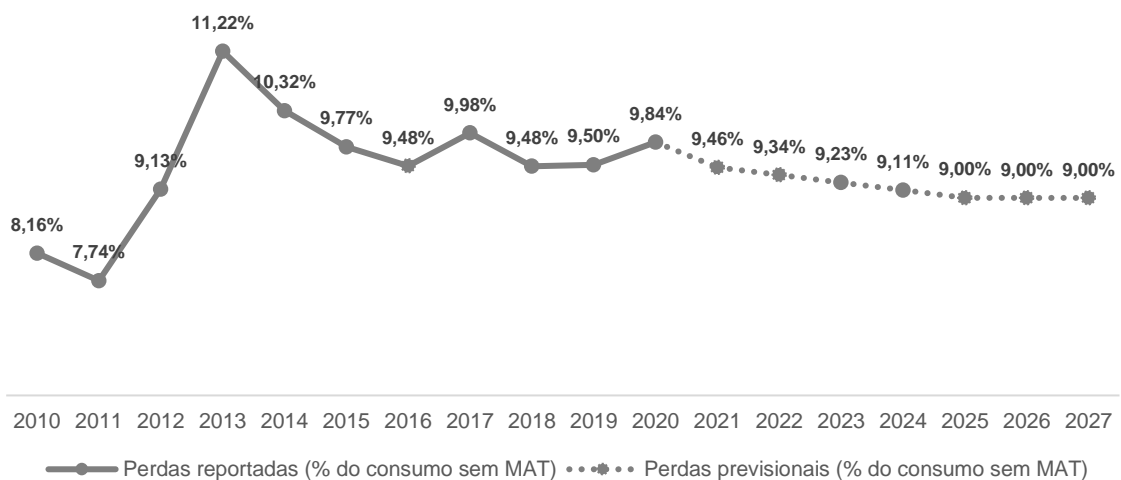
(3) Inclui impacto da temperatura de cerca de 56GWh e cerca de 18GWh de energia recuperada (fraude) – valores provisórios.

**Gráfico 3.1**

### 3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição

A partir de 2012 verificou-se uma subida significativa do valor das perdas reportadas para a rede de Distribuição, com o registo do máximo histórico de 11,22% em 2013. Por forma a mitigar esta tendência foram reforçadas as medidas de combate à fraude, o que resultou numa inversão da evolução de crescimento, com um registo em 2014 de perdas 0,9pp inferiores a 2013. O ano de 2015 continuou a apresentar uma diminuição da percentagem de perdas em 0,55pp relativamente ao ano anterior, fruto do grande esforço no combate à fraude e da implementação de um conjunto de iniciativas com especial impacto no segmento telecontado, ainda que menos acentuada. Adicionalmente, com a entrada em produtivo de uma nova ferramenta de *revenue assurance* implementada no 2º semestre de 2015, verificou-

se uma nova redução de perdas em 2016, desta vez mais atenuada (0,29pp). Em 2017 as perdas foram de 9,98%, o que inclui a diferença evidenciada no fecho do ciclo de leituras do ano 2016. Em 2018, não obstante o aumento de consumo registado, verificou-se uma nova redução na percentagem de perdas, para 9,48%, seguido em 2019 de uma percentagem de perdas de 9,50%, que inclui a diferença evidenciada no fecho do ciclo de leituras do ano anterior. Relativamente ao valor de perdas, ainda provisório, apresentado para o ano de 2020 de 9,84%, é de salientar que expurgando todos os efeitos contabilísticos e normalizando o efeito do volume de consumo por nível de tensão, afetado negativamente pelo efeito da COVID19, o valor de perdas que é apresentado para 2020 está alinhado com o valor apresentado para 2019. Esta tendência evidencia o compromisso da E-Redes na redução contínua das perdas.



**Gráfico 3.1.1**

#### 4 Comparação das projeções da procura de eletricidade para os anos de 2017 a 2019 com os dados reais observados

	Previsão 2019*	Reportado 2019 Energia (GWh)	Desvio	Real Corrigido** Energia (GWh)	Desvio
<b>Consumo Total</b>	<b>45 984</b>	<b>45 688 <sup>(1)</sup></b>	<b>-0,6%</b>	<b>45 536</b>	<b>-1,0%</b>
Muito Alta Tensão	2 435	2 344	-3,7%	2 344	-3,7%
Alta Tensão	7 047	7 072	0,4%	7 094	0,7%
Média Tensão	15 094	14 939	-1,0%	14 781	-2,1%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>24 576</b>	<b>24 355</b>	<b>-0,9%</b>	<b>24 219</b>	<b>-1,5%</b>
Baixa Tensão Especial	3 360	3 359	0,0%	3 316	-1,3%
Baixa Tensão Normal	16 781	16 770	-0,1%	16 789	0,0%
Iluminação Pública	1 268	1 204	-5,0%	1 211	-4,5%
<b>BT</b>	<b>21409</b>	<b>21 334</b>	<b>-0,4%</b>	<b>21 316</b>	<b>-0,4%</b>

(1) Inclui cerca de 53 GWh de energia recuperada (fraude).

\* Valor de previsão de 2019 da revisão efetuada em fevereiro 2019 ao cenário central do PDIRD-E 2019-2023

\*\*Valores reais corrigidos de efeitos de desvios de estimativas e temperatura. Exclui energia recuperada (fraude).

Tabela 4.1

	Previsão 2018*	Reportado 2018 Energia (GWh)	Desvio	Real Corrigido** Energia (GWh)	Desvio
<b>Consumo Total</b>	<b>45 116</b>	<b>46 118 <sup>(2)</sup></b>	<b>2,2%</b>	<b>45 297</b>	<b>0,4%</b>
Muito Alta Tensão	2 177	2 366	8,7%	2 366	8,7%
Alta Tensão	6 943	7 036	1,3%	7 015	1,0%
Média Tensão	14 918	14 987	0,5%	14 839	-0,5%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>24 037</b>	<b>24 389</b>	<b>1,5%</b>	<b>24 219</b>	<b>0,8%</b>
Baixa Tensão Especial	3 277	3 361	2,6%	3 310	1,0%
Baixa Tensão Normal	16 453	17 068	3,7%	16 465	0,1%
Iluminação Pública	1 349	1 300	-3,7%	1 303	-3,4%
<b>BT</b>	<b>21 079</b>	<b>21 729</b>	<b>3,1%</b>	<b>21 078</b>	<b>0,0%</b>

(2) Inclui cerca de 40 GWh de energia recuperada (fraude).

\* Valor de previsão de 2018 do cenário central do PDIRD-E 2019-2023

\*\*Valores reais corrigidos de efeitos de desvios de estimativas e temperatura. Exclui energia recuperada (fraude).

Tabela 4.2

	<b>Previsão 2017*</b>	<b>Reportado 2017 Energia (GWh)</b>	<b>Desvio</b>	<b>Real Corrigido** Energia (GWh)</b>	<b>Desvio</b>
<b>Consumo Total</b>	<b>44.429</b>	<b>44.753</b>	<b>0,7%</b>	<b>44.660</b>	<b>0,5%</b>
Muito Alta Tensão	2.115	2.158	2,0%	2.159	2,1%
Alta Tensão	6.547	6.885	5,2%	6.889	5,2%
Média Tensão	14.465	14.835	2,6%	14.652	1,3%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23.127</b>	<b>23.878</b>	<b>3,2%</b>	<b>23.701</b>	<b>2,5%</b>
Baixa Tensão Especial	3.263	3.327	2,0%	3.286	0,7%
Baixa Tensão Normal	16.695	16.197	-3,0%	16.324	-2,2%
Iluminação Pública	1.343	1.352	0,6%	1.349	0,5%
<b>BT</b>	<b>21.301</b>	<b>20.875</b>	<b>-2,0%</b>	<b>20.959</b>	<b>-1,6%</b>

\*Valor de previsão de 2017 da revisão efetuada em fevereiro 2017 ao cenário central do PDIRD-E 2015-2021

\*\*Valores reais corrigidos de efeitos de desvios de estimativas e temperatura.

**Tabela 4.3**

De forma a interpretar a fiabilidade dos modelos desenvolvidos, efetuou-se uma análise comparativa dos dados reais de consumo em cada um dos níveis de tensão com os dados projetados nos modelos de previsão no início dos anos de 2017, 2018 e 2019. Na medida em que o consumo de eletricidade do ano de 2020 foi negativamente afetado pelo impacto do COVID-19, este não será considerado para efeitos de comparação com os valores previsionais do mesmo.

É de notar que não foi considerado qualquer valor real das variáveis explicativas referentes ao ano em questão a partir da data de elaboração dos cenários (apenas dados de calendário), sendo que os dados de temperatura registados e a inércia do consumo real não entraram nos modelos, na medida em que eram desconhecidos aquando da aplicação dos mesmos.

Como se pode verificar nas tabelas 4.1 a 4.3, a metodologia aplicada é bastante confiável dado que o desvio acumulado da previsão do consumo total é de 0,7%, 2,2% e -0,6% para os anos de 2017, 2018 e 2019, respetivamente, sendo que corrigido de efeitos de desvios de estimativas, temperatura o valor da previsão assume desvios de +0,5% e +0,4% para 2017 e 2018, respetivamente, e -1,0% para 2019. Para o ano de 2019, registou-se um decréscimo para os níveis de tensão mais elevados (Muito Alta Tensão e Média Tensão), não captado na projeção macroeconómica utilizada à data de elaboração do estudo anterior, resultando numa sobrestimativa para estes níveis de tensão. Além disso, a redução do consumo no

segmento de Iluminação Pública devido à instalação de luminárias LED foi superior ao projetado, resultando igualmente numa sobrestimava.

## 5 Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição

Os quadros seguintes apresentam os cenários projetados para o consumo total de eletricidade, nos diferentes níveis de tensão, no horizonte 2027.

### Cenário Central

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>E. Entrada RND</b>	<b>49 004</b>	<b>50 263</b>	<b>49 805</b>	<b>48 245</b>	<b>49 155</b>	<b>49 827</b>	<b>50 214</b>	<b>50 812</b>	<b>51 084</b>	<b>51 663</b>	<b>52 333</b>
- variação anual	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,9%	1,4%	0,8%	1,2%	0,5%	1,1%	1,3%
<b>Consumo</b>	<b>44 753</b>	<b>46 118<sup>(1)</sup></b>	<b>45 688<sup>(2)</sup></b>	<b>44 143<sup>(3)</sup></b>	<b>45 115</b>	<b>45 780</b>	<b>46 188</b>	<b>46 787</b>	<b>47 088</b>	<b>47 626</b>	<b>48 248</b>
- variação anual	0,3%	3,1%	-0,9%	-3,4%	2,2%	1,5%	0,9%	1,3%	0,6%	1,1%	1,3%
MAT	2 158	2 366	2 344	2 461	2 410	2 479	2 556	2 622	2 679	2 755	2 829
- variação anual	2,0%	9,6%	-0,9%	5,0%	-2,1%	2,8%	3,1%	2,6%	2,2%	2,8%	2,7%
AT	6 885	7 036	7 072	6 792	6 959	7 042	7 136	7 247	7 318	7 431	7 564
- variação anual	4,1%	2,2%	0,5%	-3,9%	2,5%	1,2%	1,3%	1,6%	1,0%	1,5%	1,8%
MT	14 835	14 987	14 939	13 913	14 468	14 756	14 914	15 186	15 344	15 610	15 925
- variação anual	2,9%	1,0%	-0,3%	-6,9%	4,0%	2,0%	1,1%	1,8%	1,0%	1,7%	2,0%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 878</b>	<b>24 389</b>	<b>24 355</b>	<b>23 167</b>	<b>23 837</b>	<b>24 277</b>	<b>24 606</b>	<b>25 056</b>	<b>25 341</b>	<b>25 796</b>	<b>26 318</b>
- variação anual	3,2%	2,1%	-0,1%	-4,9%	2,9%	1,8%	1,4%	1,8%	1,1%	1,8%	2,0%
BTE	3 327	3 361	3 359	2 920	3 159	3 281	3 311	3 354	3 370	3 407	3 457
- variação anual	1,1%	1,0%	-0,1%	-13,1%	8,2%	3,9%	0,9%	1,3%	0,5%	1,1%	1,5%
BTN	16 197	17 068	16 770	16 899	16 956	17 074	17 135	17 249	17 256	17 305	17 357
- variação anual	-3,7%	5,4%	-1,7%	0,8%	0,3%	0,7%	0,4%	0,7%	0,0%	0,3%	0,3%
IP	1 352	1 300	1 204	1 157	1 163	1 148	1 136	1 127	1 122	1 117	1 115
- variação anual	0,5%	-3,8%	-7,4%	-3,9%	0,5%	-1,3%	-1,0%	-0,8%	-0,5%	-0,4%	-0,2%
<b>BT</b>	<b>20 875</b>	<b>21 729</b>	<b>21 334</b>	<b>20 976</b>	<b>21 278</b>	<b>21 503</b>	<b>21 582</b>	<b>21 731</b>	<b>21 747</b>	<b>21 830</b>	<b>21 929</b>
- variação anual	-2,7%	4,1%	-1,8%	-1,7%	1,4%	1,1%	0,4%	0,7%	0,1%	0,4%	0,5%
<b>Perdas RND</b>	<b>4 251</b>	<b>4 146</b>	<b>4 117</b>	<b>4 102</b>	<b>4 039</b>	<b>4 046</b>	<b>4 026</b>	<b>4 025</b>	<b>3 995</b>	<b>4 037</b>	<b>4 086</b>
- variação anual	9,98%	9,48%	9,50%	9,84%	9,46%	9,34%	9,23%	9,11%	9,00%	9,00%	9,00%
	+0,21pp	-0,51pp	+0,02pp	+0,34pp	-0,38pp	-0,11pp	-0,12pp	-0,11pp	-0,12pp	-0,00pp	-0,00pp
AT **				1,09%	1,06%	1,07%	1,07%	1,07%	1,07%	1,08%	1,09%
MT **				2,86%	2,90%	2,91%	2,92%	2,94%	2,95%	2,97%	2,99%
BT **				11,82%	11,86%	11,76%	11,57%	11,39%	11,20%	11,22%	11,25%

(1) Inclui cerca de 40 GWh de energia recuperada (fraude).

(2) Inclui cerca de 53 GWh de energia recuperada (fraude).

(3) Inclui cerca de 18 GWh de energia recuperada (fraude) – valor provisório.

\*\*Cálculo das perdas por nível de tensão efetuado tendo por base a perda total para cada nível de tensão a dividir pela energia saída para esse nível.

Tabela 5.1



### Cenário Inferior

Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>E. Entrada RND</b>	<b>49 004</b>	<b>50 263</b>	<b>49 805</b>	<b>48 245</b>	<b>48 329</b>	<b>48 838</b>	<b>49 061</b>	<b>49 467</b>	<b>49 536</b>	<b>49 896</b>	<b>50 345</b>
- variação anual	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	0,2%	1,1%	0,5%	0,8%	0,1%	0,7%	0,9%
<b>Consumo</b>	<b>44 753</b>	<b>46 118</b>	<b>45 688</b>	<b>44 143</b>	<b>44 364</b>	<b>44 879</b>	<b>45 138</b>	<b>45 561</b>	<b>45 677</b>	<b>46 017</b>	<b>46 438</b>
- variação anual	0,3%	3,1%	-0,9%	-3,4%	0,5%	1,2%	0,6%	0,9%	0,3%	0,7%	0,9%
MAT	2 158	2 366	2 344	2 461	2 298	2 354	2 418	2 465	2 498	2 552	2 604
- variação anual	2,0%	9,6%	-0,9%	5,0%	-6,6%	2,4%	2,7%	1,9%	1,3%	2,2%	2,1%
AT	6 885	7 036	7 072	6 792	6 816	6 858	6 907	6 970	6 988	7 045	7 122
- variação anual	4,1%	2,2%	0,5%	-3,9%	0,4%	0,6%	0,7%	0,9%	0,3%	0,8%	1,1%
MT	14 835	14 987	14 939	13 913	14 336	14 610	14 756	15 011	15 151	15 395	15 686
- variação anual	2,9%	1,0%	-0,3%	-6,9%	3,0%	1,9%	1,0%	1,7%	0,9%	1,6%	1,9%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 878</b>	<b>24 389</b>	<b>24 355</b>	<b>23 167</b>	<b>23 451</b>	<b>23 823</b>	<b>24 081</b>	<b>24 446</b>	<b>24 637</b>	<b>24 992</b>	<b>25 412</b>
- variação anual	3,2%	2,1%	-0,1%	-4,9%	1,2%	1,6%	1,1%	1,5%	0,8%	1,4%	1,7%
BTE	3 327	3 361	3 359	2 920	3 106	3 210	3 218	3 237	3 227	3 237	3 258
- variação anual	1,1%	1,0%	-0,1%	-13,1%	6,4%	3,4%	0,2%	0,6%	-0,3%	0,3%	0,7%
BTN	16 197	17 068	16 770	16 899	16 723	16 799	16 813	16 869	16 816	16 802	16 789
- variação anual	-3,7%	5,4%	-1,7%	0,8%	-1,0%	0,5%	0,1%	0,3%	-0,3%	-0,1%	-0,1%
IP	1 352	1 300	1 204	1 157	1 085	1 048	1 026	1 008	998	986	978
- variação anual	0,5%	-3,8%	-7,4%	-3,9%	-6,3%	-3,4%	-2,1%	-1,7%	-1,0%	-1,2%	-0,8%
<b>BT</b>	<b>20 875</b>	<b>21 729</b>	<b>21 334</b>	<b>20 976</b>	<b>20 913</b>	<b>21 057</b>	<b>21 057</b>	<b>21 115</b>	<b>21 041</b>	<b>21 025</b>	<b>21 026</b>
- variação anual	-2,7%	4,1%	-1,8%	-1,7%	-0,3%	0,7%	0,0%	0,3%	-0,4%	-0,1%	0,0%
<b>Perdas RND</b>	<b>4 251</b>	<b>4 146</b>	<b>4 117</b>	<b>4 102</b>	<b>3 965</b>	<b>3 958</b>	<b>3 924</b>	<b>3 906</b>	<b>3 858</b>	<b>3 879</b>	<b>3 907</b>
- variação anual	9,98%	9,48%	9,50%	9,84%	9,43%	9,31%	9,18%	9,06%	8,94%	8,92%	8,91%
	+0,21pp	-0,51pp	+0,02pp	+0,34pp	-0,41pp	-0,12pp	-0,12pp	-0,12pp	-0,13pp	-0,01pp	-0,01pp

Tabela 5.2

### Cenário Superior

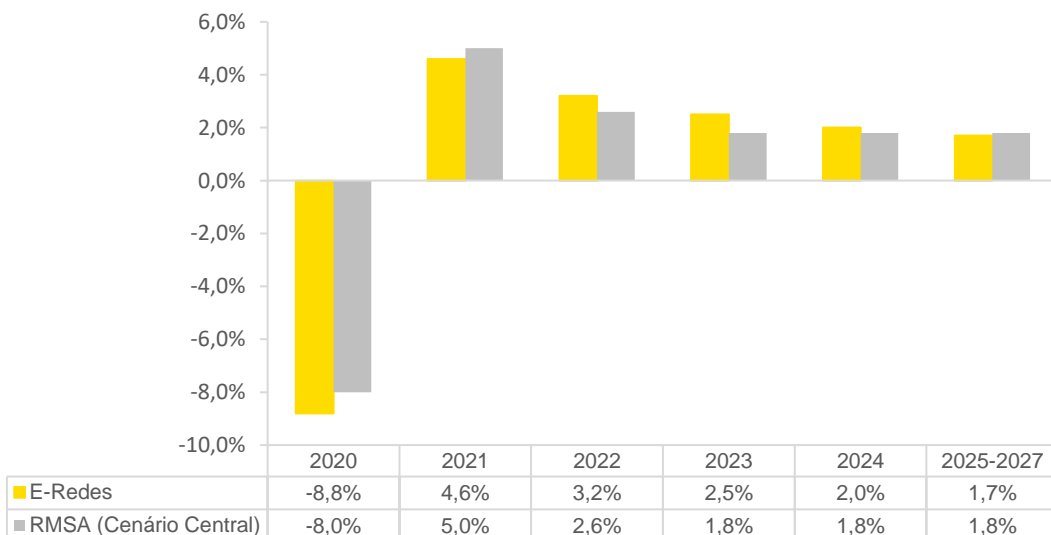
Rubricas (GWh)	Verificado				Previsão						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>E. Entrada RND</b>	<b>49 004</b>	<b>50 263</b>	<b>49 805</b>	<b>48 245</b>	<b>50 144</b>	<b>51 101</b>	<b>51 807</b>	<b>52 774</b>	<b>53 446</b>	<b>54 512</b>	<b>55 671</b>
- variação anual	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	3,9%	1,9%	1,4%	1,9%	1,3%	2,0%	2,1%
<b>Consumo</b>	<b>44 753</b>	<b>46 118</b>	<b>45 688</b>	<b>44 143</b>	<b>45 997</b>	<b>46 912</b>	<b>47 599</b>	<b>48 520</b>	<b>49 171</b>	<b>50 128</b>	<b>51 168</b>
- variação anual	0,3%	3,1%	-0,9%	-3,4%	4,2%	2,0%	1,5%	1,9%	1,3%	1,9%	2,1%
MAT	2 158	2 366	2 344	2 461	2 518	2 601	2 694	2 780	2 859	2 957	3 053
- variação anual	2,0%	9,6%	-0,9%	5,0%	2,3%	3,3%	3,6%	3,2%	2,8%	3,4%	3,2%
AT	6 885	7 036	7 072	6 792	7 098	7 220	7 357	7 517	7 638	7 806	7 996
- variação anual	4,1%	2,2%	0,5%	-3,9%	4,5%	1,7%	1,9%	2,2%	1,6%	2,2%	2,4%
MT	14 835	14 987	14 939	13 913	14 624	14 938	15 125	15 429	15 626	15 942	16 305
- variação anual	2,9%	1,0%	-0,3%	-6,9%	5,1%	2,1%	1,2%	2,0%	1,3%	2,0%	2,3%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 878</b>	<b>24 389</b>	<b>24 355</b>	<b>23 167</b>	<b>24 240</b>	<b>24 759</b>	<b>25 176</b>	<b>25 727</b>	<b>26 124</b>	<b>26 705</b>	<b>27 355</b>
- variação anual	3,2%	2,1%	-0,1%	-4,9%	4,6%	2,1%	1,7%	2,2%	1,5%	2,2%	2,4%
BTE	3 327	3 361	3 359	2 920	3 236	3 392	3 460	3 548	3 614	3 711	3 822
- variação anual	1,1%	1,0%	-0,1%	-13,1%	10,8%	4,8%	2,0%	2,6%	1,8%	2,7%	3,0%
BTN	16 197	17 068	16 770	16 899	17 318	17 559	17 762	18 044	18 234	18 513	18 794
- variação anual	-3,7%	5,4%	-1,7%	0,8%	2,5%	1,4%	1,2%	1,6%	1,1%	1,5%	1,5%
IP	1 352	1 300	1 204	1 157	1 203	1 202	1 201	1 201	1 200	1 199	1 198
- variação anual	0,5%	-3,8%	-7,4%	-3,9%	4,0%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<b>BT</b>	<b>20 875</b>	<b>21 729</b>	<b>21 334</b>	<b>20 976</b>	<b>21 757</b>	<b>22 153</b>	<b>22 423</b>	<b>22 793</b>	<b>23 047</b>	<b>23 423</b>	<b>23 814</b>
- variação anual	-2,7%	4,1%	-1,8%	-1,7%	3,7%	1,8%	1,2%	1,7%	1,1%	1,6%	1,7%
<b>Perdas RND</b>	<b>4 251</b>	<b>4 146</b>	<b>4 117</b>	<b>4 102</b>	<b>4 147</b>	<b>4 189</b>	<b>4 208</b>	<b>4 255</b>	<b>4 275</b>	<b>4 384</b>	<b>4 503</b>
- variação anual	9,98%	9,48%	9,50%	9,84%	9,54%	9,45%	9,37%	9,30%	9,23%	9,29%	9,36%
	+0,21pp	-0,51pp	+0,02pp	+0,34pp	-0,30pp	-0,08pp	-0,08pp	-0,07pp	-0,07pp	+0,06pp	+0,06pp

Tabela 5.3

## 6 Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2020) apresenta uma taxa de variação anual de 2020 (ainda previewal, à data de elaboração do RMSA), bem como o valor considerado pela E-Redes, na medida em que ainda não se encontra apurado pelo INE o valor final do PIB para o ano de 2020. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 2,8% no ano de 2018 e de 2,2% no ano de 2019 (INE), as projeções adotadas pela E-Redes, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas, mencionadas na secção 3.1, são mais otimistas às consideradas no RMSA-E 2020, para o período 2022-2024, verificando-se o contrário relativamente ao ano 2021, bem como para período 2025-2027.

**Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto Real e Comparação de Estimativas E-Redes e RMSA**



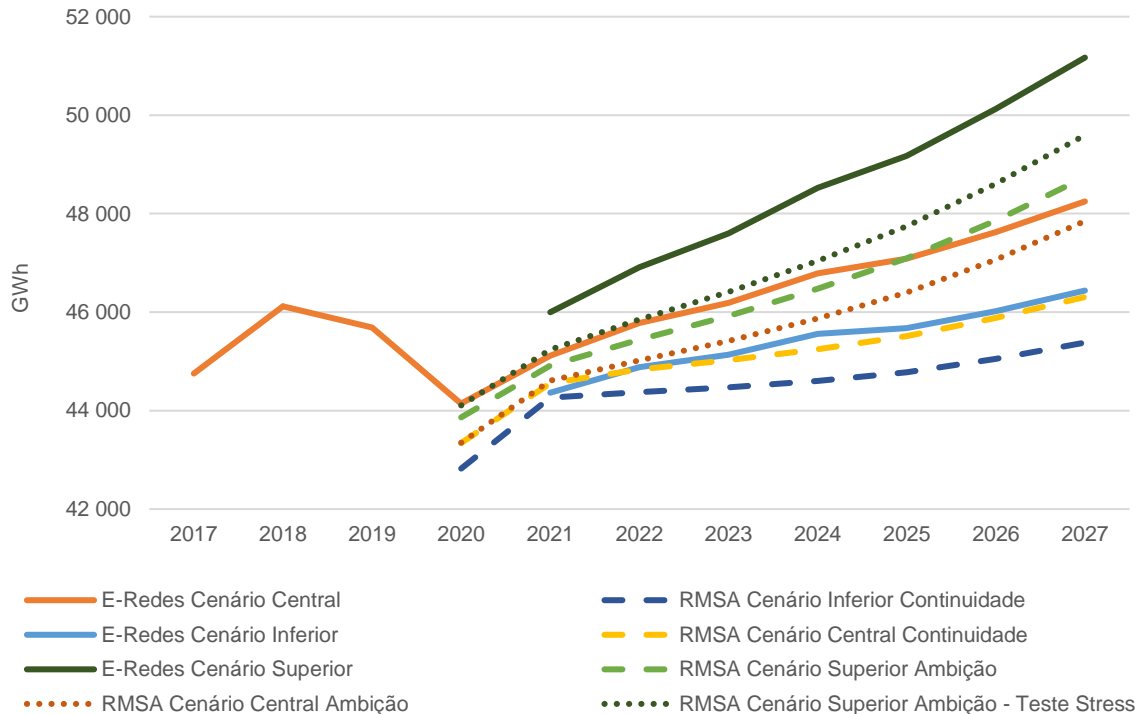
**Gráfico 6.1**

O RMSA-E 2020 apresenta cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior continuidade; cenário central continuidade; cenário central

ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética. O gráfico 6.2 apresenta os cenários projetados nos dois relatórios para o período de 2020-2027.

Quando se comparam os cenários dos dois estudos, verifica-se que o adotado no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional assume-se menos otimista que o das atuais projeções, explicado, em grande parte, pelo facto de a data de projeção para o consumo do ano 2020 ser anterior à das estimativas da E-Redes e este último assumir um valor 800 GWh superior ao estimado no RMSA-E 2020. Por este motivo, as projeções dos três cenários apresentados no presente relatório apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA.

### Comparação das previsões de consumo (GWh) pelas estimativas da E-Redes e RMSA-E 2020



**Gráfico 6.2**

**Observações:**

- Valor de 2018 da E-Redes reflete impacto da temperatura de cerca de +700 GWh em 2018.
- Valores de 2018, 2019 e 2020 da E-Redes incluem cerca de 40 GWh, 53 GWh e 18 GWh, respetivamente de energia recuperada (fraude).

## Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-Redes e RMSA

Consumo (GWh)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>E-Redes Cenário Inferior</b>				44 364	44 879	45 138	45 561	45 677	46 017	46 438
<b>E-Redes Cenário Central <sup>(1)</sup></b>	46 118*	45 688*	44 143*	45 115	45 780	46 188	46 787	47 088	47 626	48 248
<b>E-Redes Cenário Superior</b>				45 997	46 912	47 599	48 520	49 171	50 128	51 168
<b>RMSA Cenário Inferior</b>			42 823	44 262	44 377	44 475	44 604	44 778	45 052	45 381
<b>RMSA Cenário Central</b>			43 343	44 555	44 836	45 025	45 244	45 510	45 880	46 307
<b>RMSA Cenário Superior</b>			43 863	44 914	45 441	45 923	46 472	47 093	47 860	48 741
<b>RMSA Cenário Central Ambição</b>			43 347	44 610	45 021	45 413	45 871	46 397	47 067	47 848
<b>RMSA Cenário Superior Ambição - Teste Stress</b>			44 106	45 240	45 851	46 413	47 040	47 741	48 610	49 594

**Tabela 6.1**

\* Valores de 2018, 2019 e 2020 do cenário central E-Redes reportado, com inclusão de cerca de 40 GWh, 53 GWh e 18 GWh, respetivamente, de energia recuperada referente a fraude (não considera correções de impactos de temperatura e calendário).

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

<sup>(1)</sup> Consumo Final E-Redes = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

<sup>(2)</sup> Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

## 7 Ponta máxima na RND

### 7.1 Evolução histórica e projeções

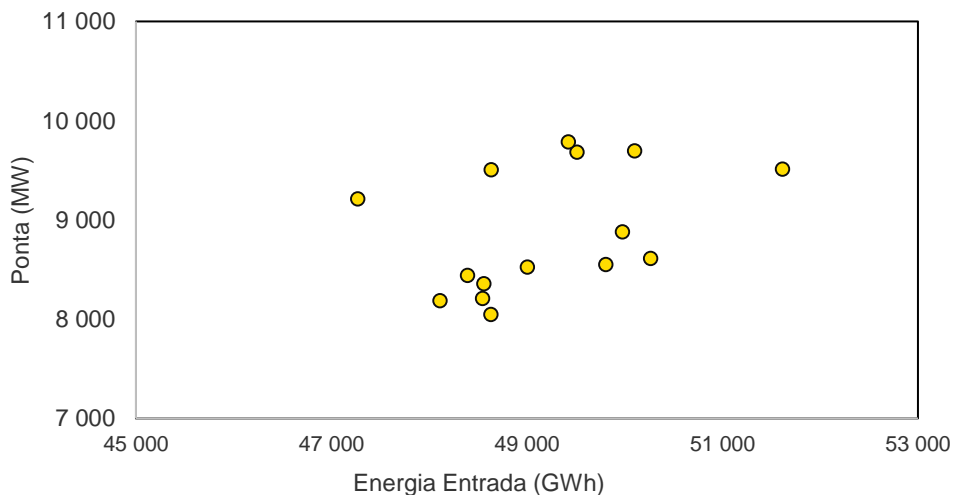
Com o objetivo de estimar a ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), foi estudada a relação entre esta variável e a evolução da procura de eletricidade (Energia Entrada na RND). Para além disso, foi incluído na análise o peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total do continente, na medida em que a ponta máxima se tem vindo a registar no período de inverno e ao fim da tarde.

O gráfico seguinte ilustra a relação entre a ponta e a energia entrada, bem como o resultado do modelo de regressão linear múltipla, para o período 2005-2019, dado que o valor real de ponta máxima referente a 2020 ainda não se encontra apurado.

#### Ponta vs. Energia Entrada na RND

$$\widehat{P_{Máx}} = -6844,324 + 0,175 EE + 180,772 Pes_{O_{BTN e IP}}$$

$$R^2 \approx 0,83$$



Fonte: Dados e estimativas E-Redes

**Gráfico 7.1**

onde

- *EE* – Energia Entrada na RND
- *Pes<sub>O<sub>BTN e IP</sub></sub>* – peso do consumo doméstico e iluminação pública no consumo total

De acordo com o modelo estimado, uma variação de 1000 GWh na energia entrada implica uma variação no mesmo sentido de 175 MW na ponta máxima da RND. Para além disso, por cada acréscimo percentual do peso do consumo BTN e IP no Consumo total, tem-se um aumento de cerca de 181 MW na ponta máxima.

Os quadros seguintes apresentam os valores projetados para a energia entrada e ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), no horizonte 2027, com base no modelo referido. As projeções foram aplicadas em função dos três cenários de evolução da procura de eletricidade apresentados anteriormente.

### Energia Entrada e Ponta síncrona anual na RND

#### Cenário Central

Anos	Verificado					Previsão						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Energia Entrada RND (GWh)</b>	48 629	49 004	50 263	49 805	48 245	49 155	49 827	50 214	50 812	51 084	51 663	52 333
<b>Variação (%)</b>	0,5%	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	1,9%	1,4%	0,8%	1,2%	0,5%	1,1%	1,3%
<b>Ponta Síncrona (MW)</b>	8 049	8 526	8 615	8 552	8356*	8413	8478	8512	8577	8590	8634	8686
<b>Variação (%)</b>	-4,7%	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	0,7%	0,8%	0,4%	0,8%	0,2%	0,5%	0,6%

\*Valor estimado

Tabela 7.1

#### Cenário Inferior

Anos	Verificado					Previsão						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Energia Entrada RND (GWh)</b>	48 629	49 004	50 263	49 805	48 245	48 329	48 838	49 061	49 467	49 536	49 896	50 345
<b>Variação (%)</b>	0,5%	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	0,2%	1,1%	0,5%	0,8%	0,1%	0,7%	0,9%
<b>Ponta Síncrona (MW)</b>	8 049	8 526	8 615	8 552	8356*	8266	8300	8306	8337	8317	8324	8337
<b>Variação (%)</b>	-4,7%	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	-1,1%	0,4%	0,1%	0,4%	-0,2%	0,1%	0,2%

\*Valor estimado

Tabela 7.2

### Cenário Superior

Anos	Verificado					Previsão						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Energia Entrada RND (GWh)</b>	48 629	49 004	50 263	49 805	48 245	50 144	51 101	51 807	52 774	53 446	54 512	55 671
<b>Variação (%)</b>	0,5%	0,8%	2,6%	-0,9%	-3,1%	3,9%	1,9%	1,4%	1,9%	1,3%	2,0%	2,1%
<b>Ponta Síncrona (MW)</b>	8 049	8 526	8 615	8 552	8356*	8599	8726	8830	8974	9073	9223	9380
<b>Variação (%)</b>	-4,7%	5,9%	1,0%	-0,7%	-2,3%	2,9%	1,5%	1,2%	1,6%	1,1%	1,7%	1,7%

\*Valor estimado

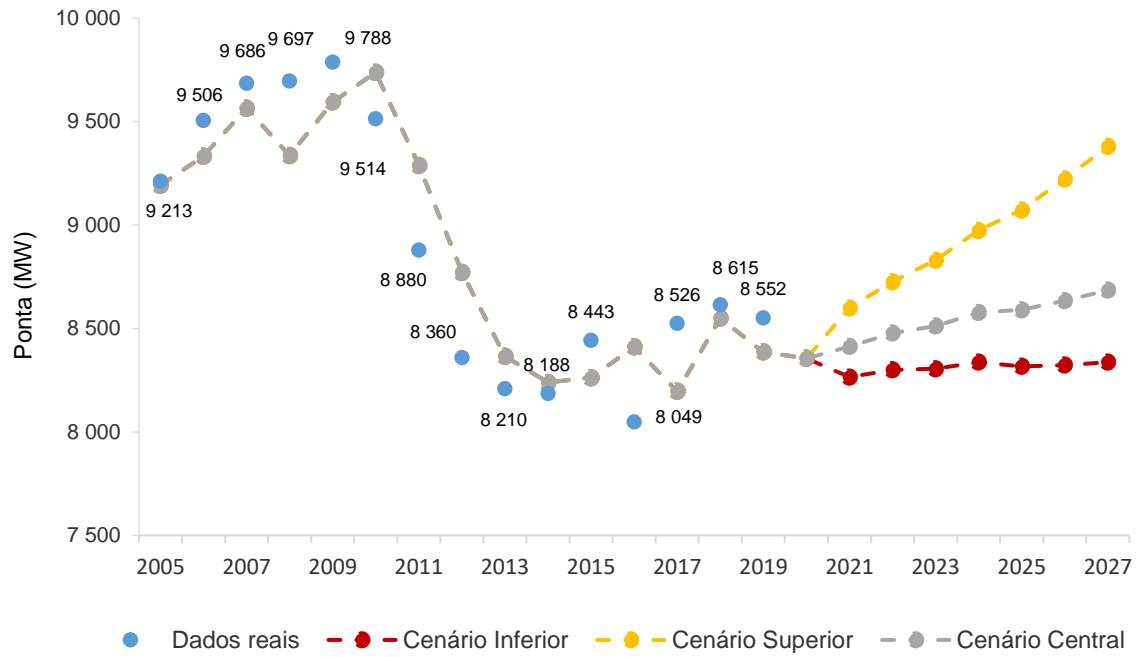
**Tabela 7.3**

A figura seguinte retrata a evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2005-2027, com base no modelo referido.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2005 a 2019 (dados reais). Para os anos de 2020 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada, sendo que para o período de 2005-2020 os cenários apresentam os mesmos valores de ponta máxima, na medida em que estes assumem o valor real de energia entrada, tendo por base o modelo de regressão apresentado anteriormente. O peso relativo do consumo doméstico face à energia entrada tem vindo a registar um decréscimo ao longo do tempo, pelo que o crescimento previsto pela variável Energia Entrada é atenuado. Adicionalmente, o histórico do consumo incorpora as situações de penetração do autoconsumo, tendo impacto de redução na projeção da ponta máxima.



### Evolução Prevista para a Ponta Síncrona na RND



**Gráfico 7.2**

Página em branco

# **ANEXO B – CARACTERIZAÇÃO DA REDE**

**Anexo B.1 – Caracterização da Rede AT e Subestações AT/MT**

**Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT**

**Anexo B.3 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT**

Página em branco

# **ANEXO B.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT E SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT**

**Anexo B.1.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT**

**Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT**

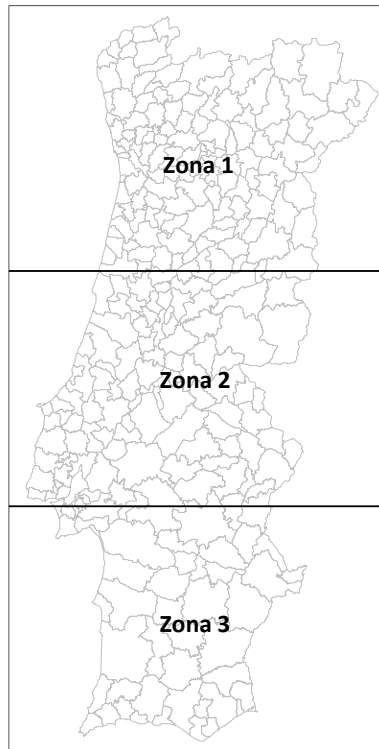
**Anexo B.1.4 – Caracterização da rede AT**

Página em branco

Neste anexo apresentam-se os mapas da rede de distribuição AT e subestações AT/MT prevista em 31.12.2020 (Anexo B.1.1.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.1.2).

São também apresentados mapas com o grau de utilização das infraestruturas na rede de distribuição AT e subestações AT/MT previsto em 31.12.2020 (Anexo B.1.2.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.2.2).

Por razões de comodidade de representação, dividiu-se o mapa de Portugal Continental em 3 zonas, apresentando-se um mapa para cada zona, com a escala 1:750.000, em formato A3:



FiguraB.1.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)

No Anexo B.1.3.1 é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2020, considerando os investimentos da E-REDES que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2020, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

No Anexo B.1.3.2 é feita uma caracterização das pontas nos anos de 2025, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

A projeção das pontas nas subestações foi efetuada com base na taxa de crescimento de consumo anual prevista para os concelhos, nos níveis de tensão MT e BT.

Nos anexos para cada subestação descreve-se a sua potência instalada, a ponta máxima e carga natural (inverno e verão), a potência de ligação disponível e a utilização da potência instalada.

Os termos utilizados nos quadros têm os seguintes significados:

Potência instalada – é igual à soma das potências nominais dos enrolamentos primários dos transformadores instalados na subestação, em MVA.

Ponta máxima – Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT.

Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA.

Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente).

Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1).

No Anexo B.1.4 é feita a caracterização da rede AT prevista em 31.12.2020 (Anexo B.1.4.1) e 31.12.2025 (Anexo B.1.4.2), utilizando os mesmos pressupostos considerados para as subestações AT/MT.



# **ANEXO B.1.1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2020**

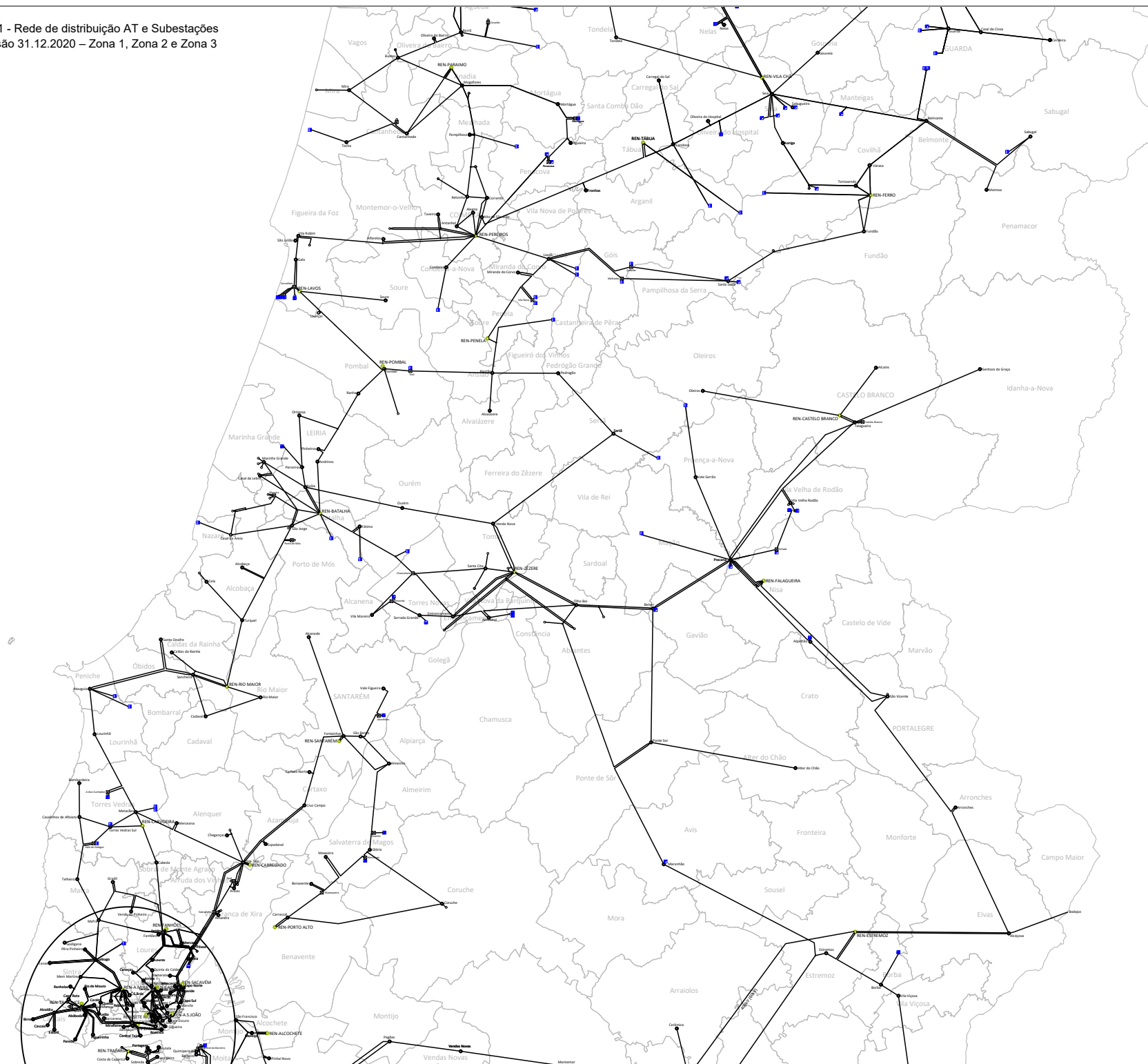
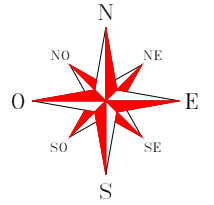
**Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025**

Página em branco

**ANEXO B.1.1.1 – REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020**

Página em branco



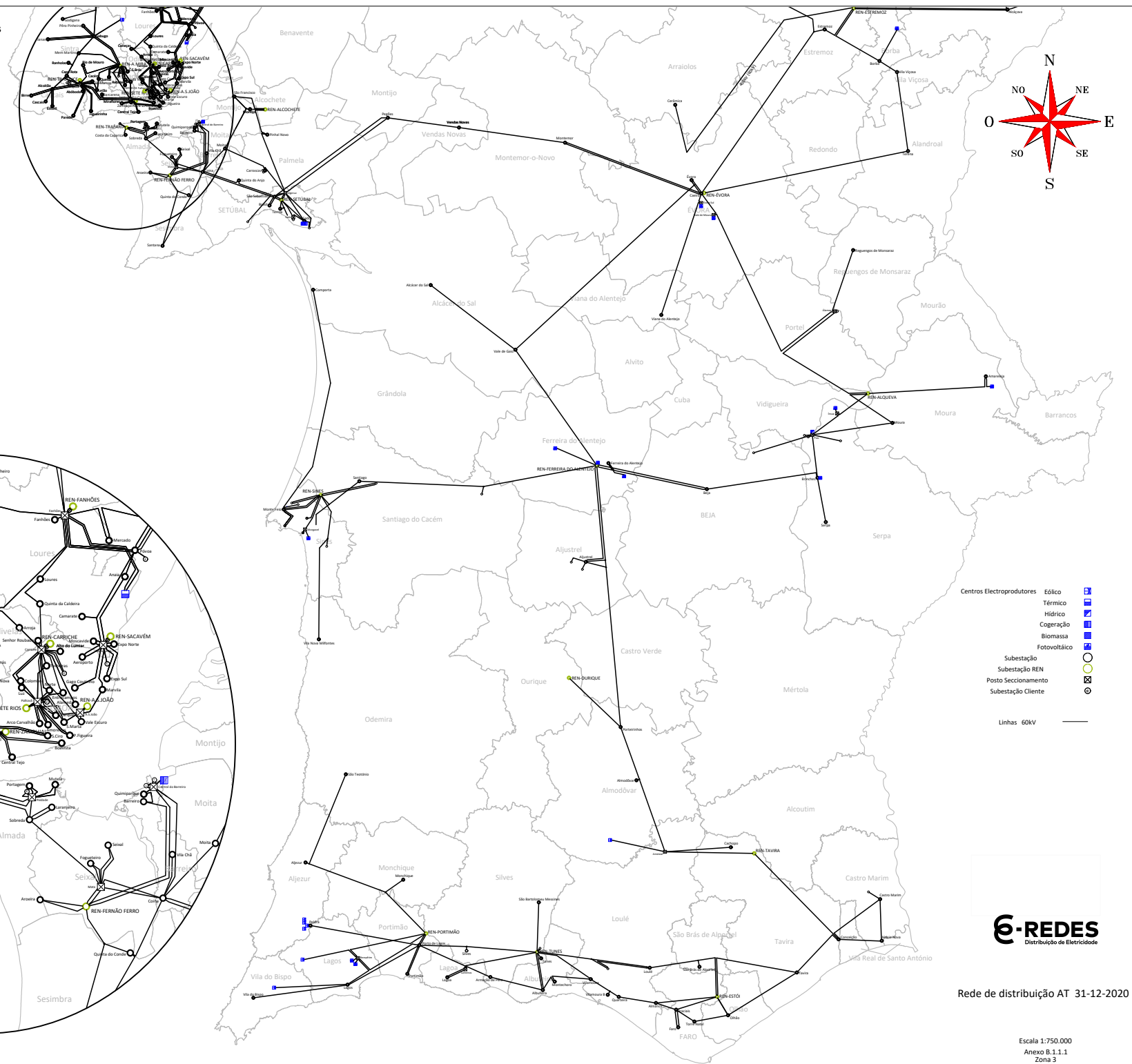


- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2020

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.1.1  
 Zona 2



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2020

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.1.1  
Zona 3

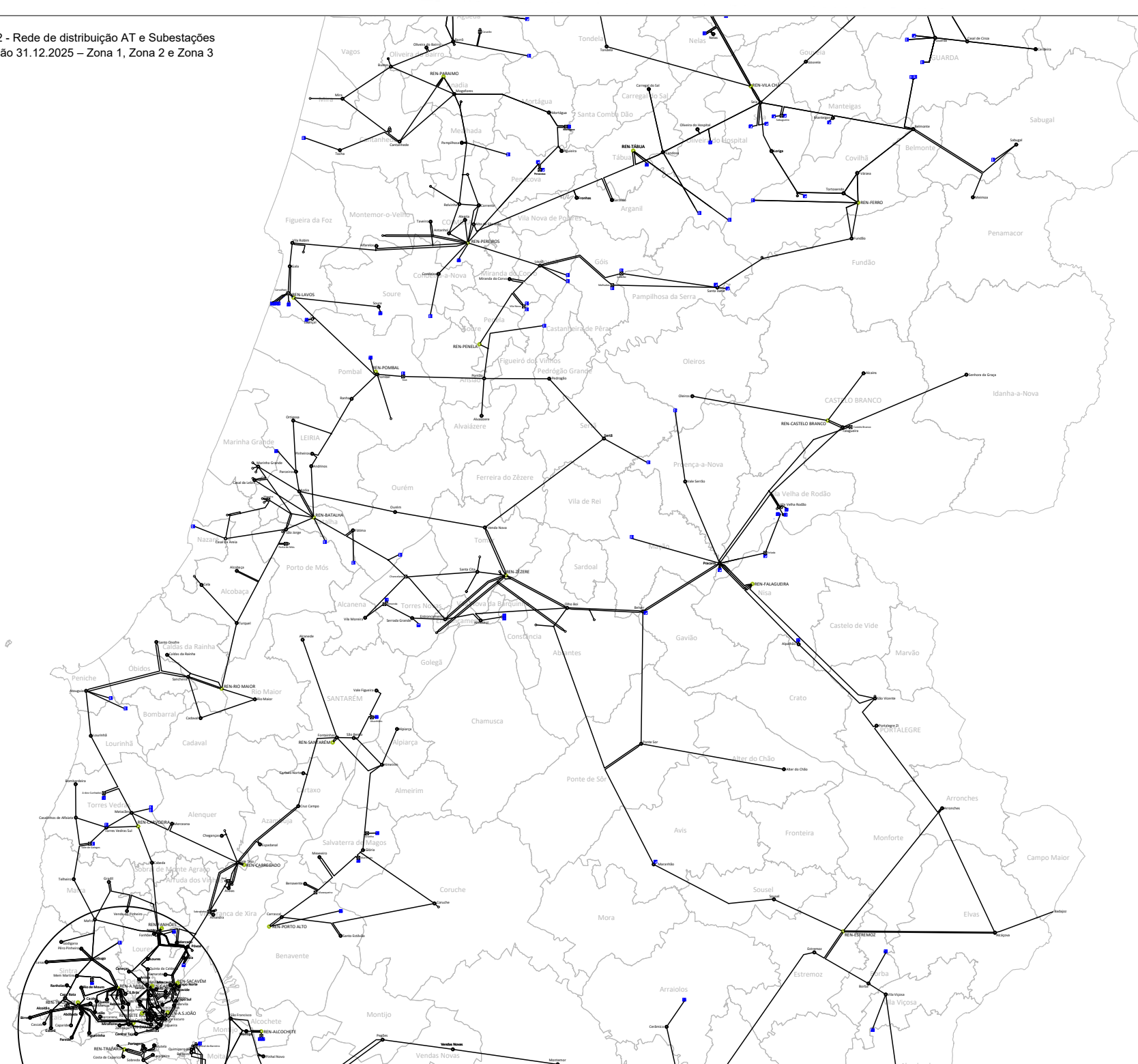
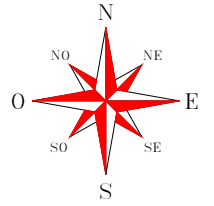
Página em branco



**ANEXO B.1.1.2 – REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025**

Página em branco



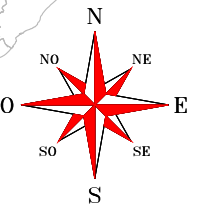
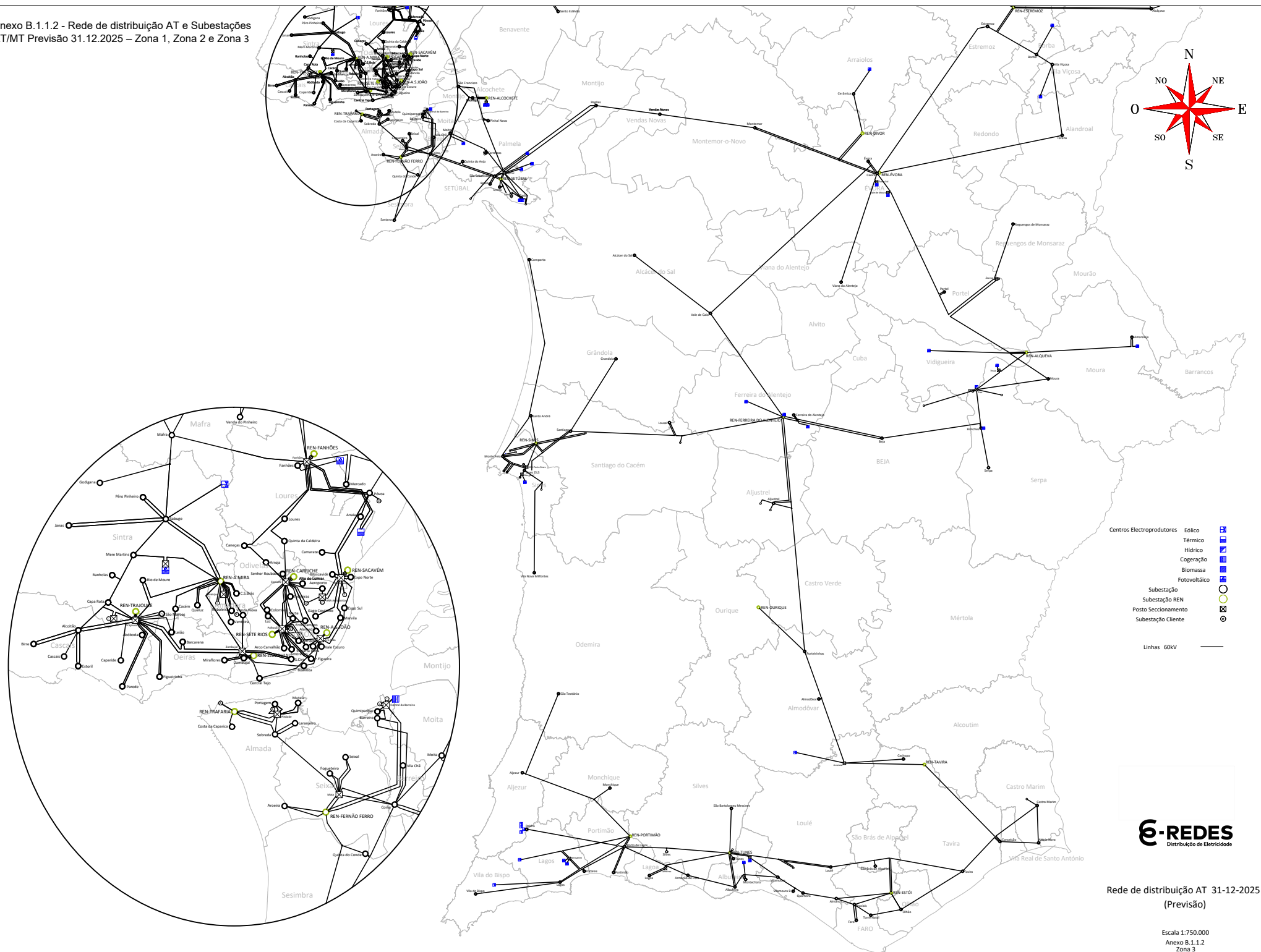


- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
 (Previsão)

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.1.2  
 Zona 2



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
(Previsão)

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.1.2  
Zona 3

Página em branco

# **ANEXO B.1.2 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2020**

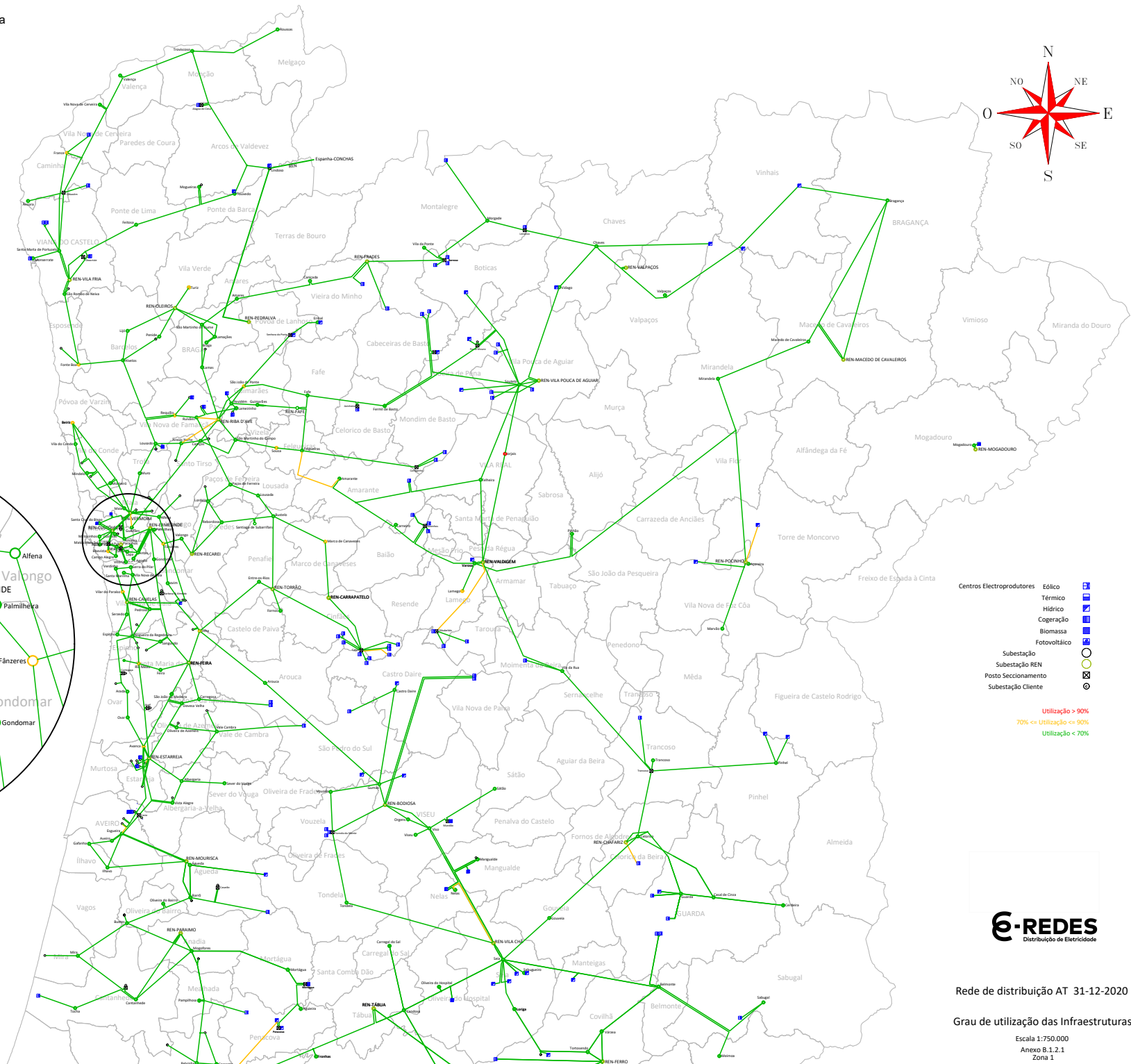
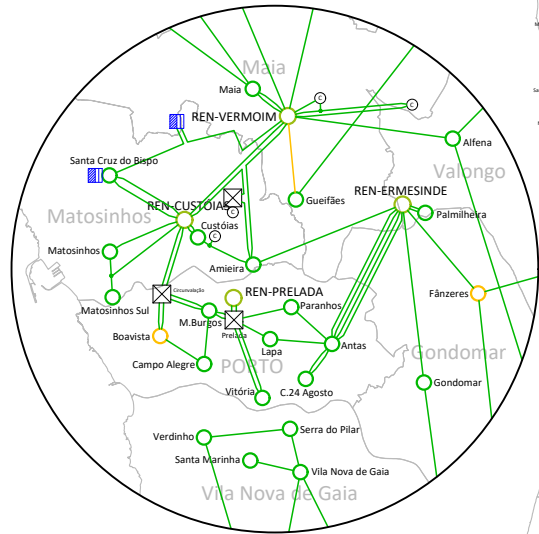
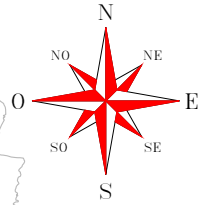
**Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025**

Página em branco



**ANEXO B.1.2.1 – GRAU DE  
UTILIZAÇÃO DAS  
INFRAESTRUTURAS NA REDE  
DE DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020**

Página em branco



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
70% <= Utilização <= 90%  
Utilização < 70%

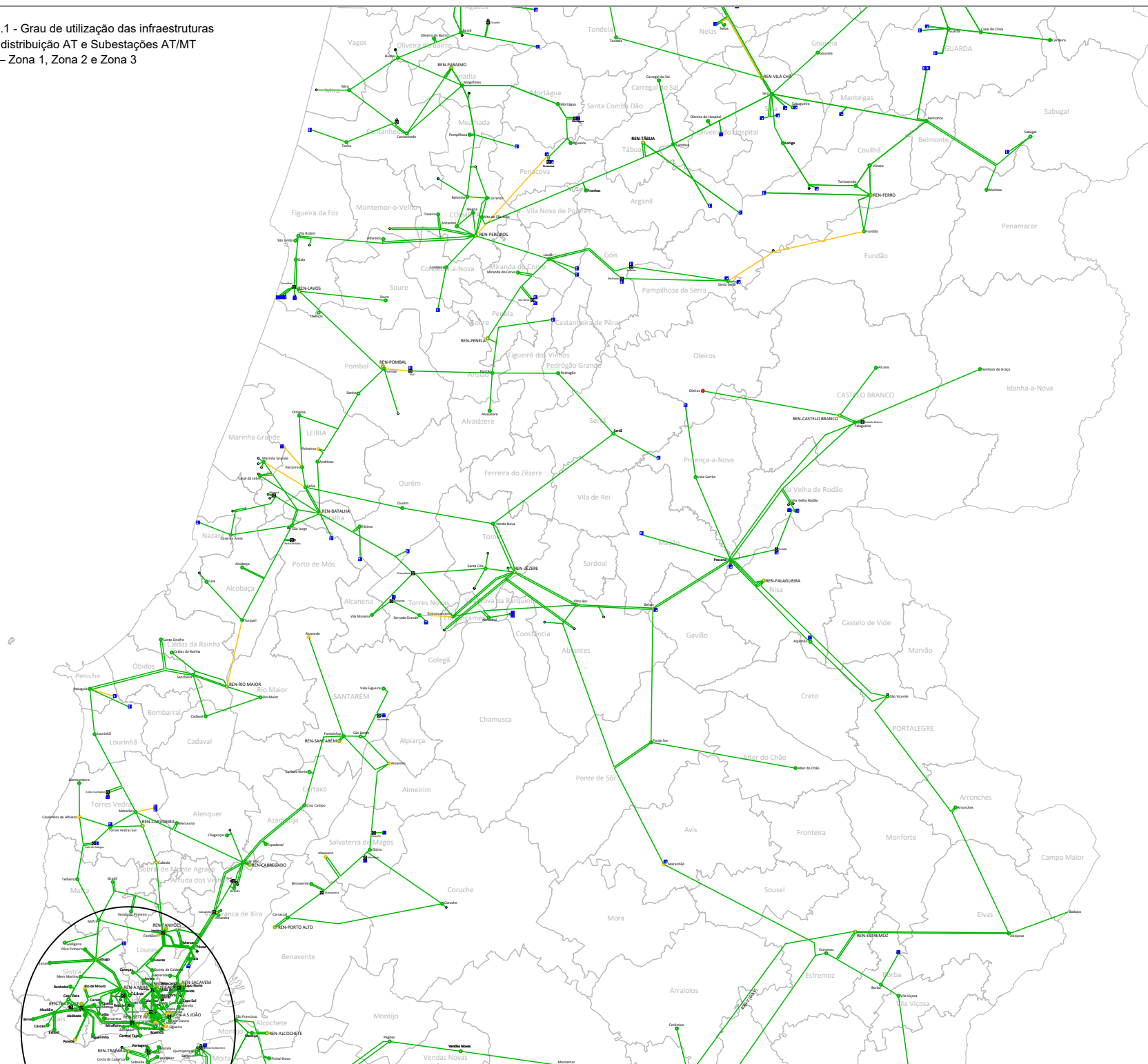
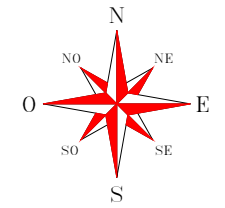


Rede de distribuição AT 31-12-2020

Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.2.1  
Zona 1

Anexo B.1.2.1 - Grau de utilização das infraestruturas  
na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT  
31.12.2020 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
70% <= Utilização <= 90%  
Utilização < 70%

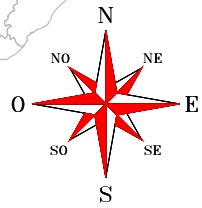
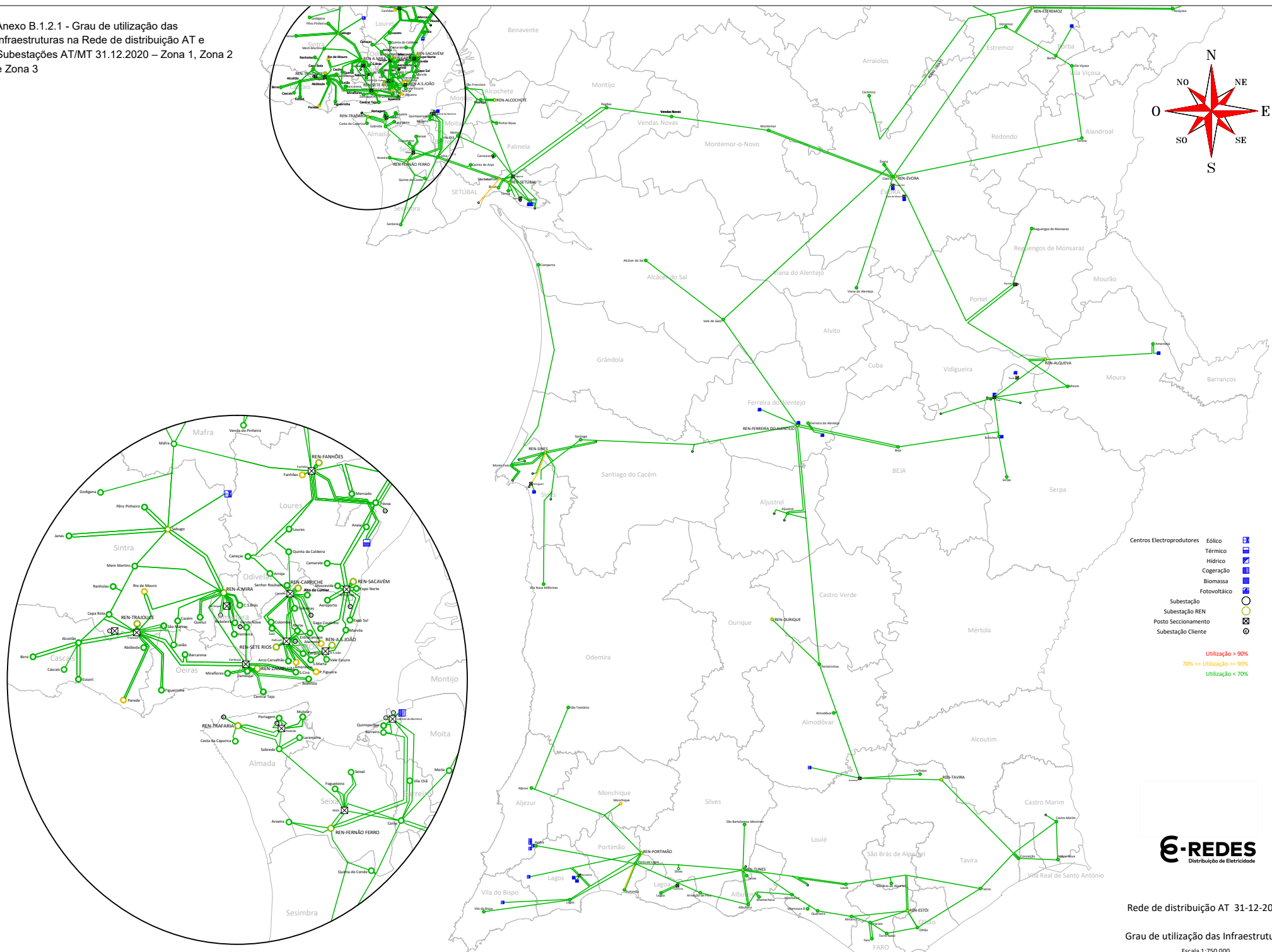


Rede de distribuição AT 31-12-2020

Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.2.1  
Zona 2

Anexo B.1.2.1 - Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2020 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



- Centros Electroprodutores: Eólico, Térmico, Hídrico, Cogeração, Biomassa, Fotovoltáico
- Subestação: Subestação REN, Posto Seccionamento, Subestação Cliente
- Utilização > 90%
- 70% <= Utilização <= 90%
- Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2020

Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.2.1  
Zona 3

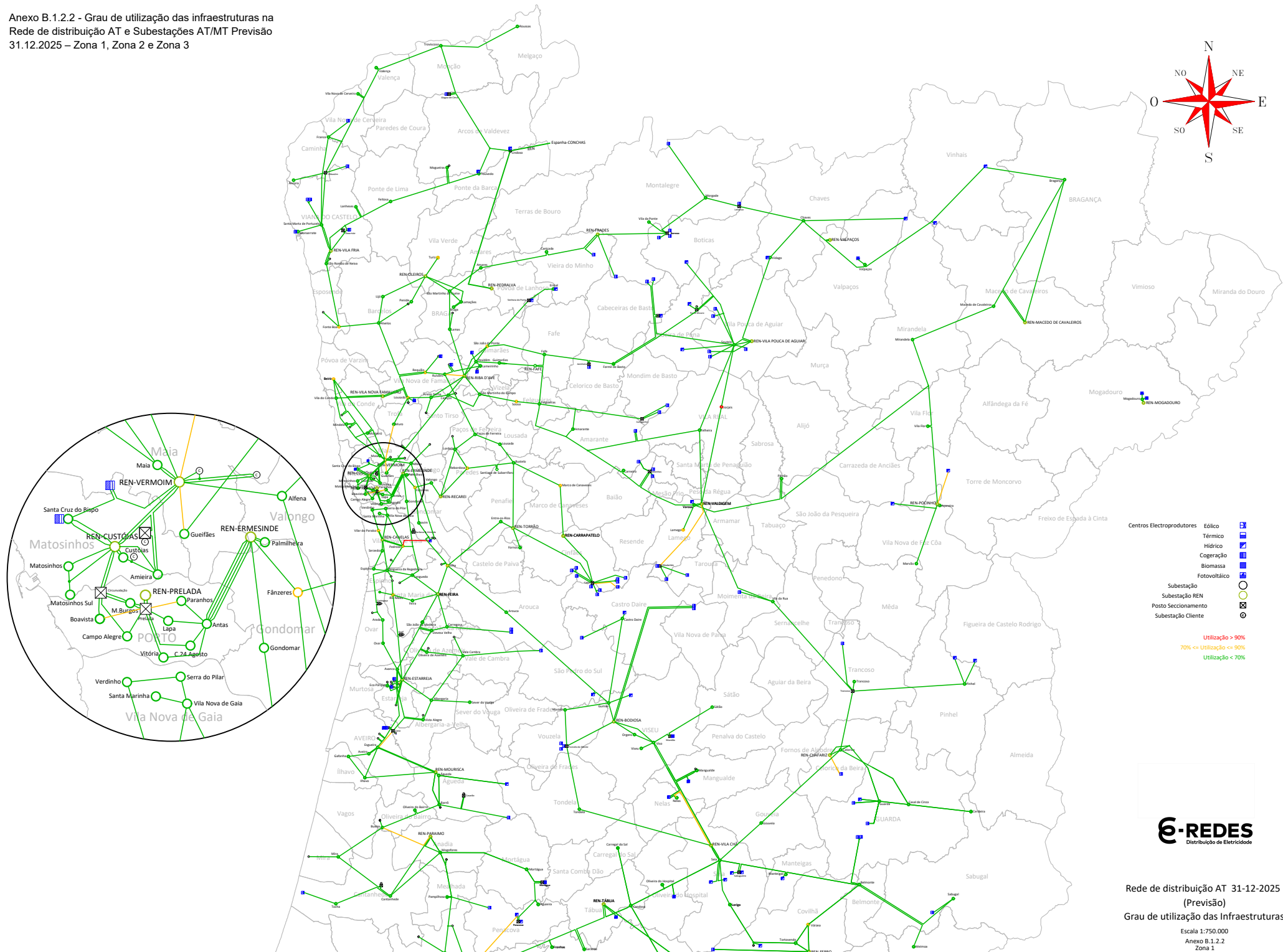
Página em branco

**ANEXO B.1.2.2 – GRAU DE  
UTILIZAÇÃO DAS  
INFRAESTRUTURAS NA REDE  
DE DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025**

Página em branco



Anexo B.1.2.2 - Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



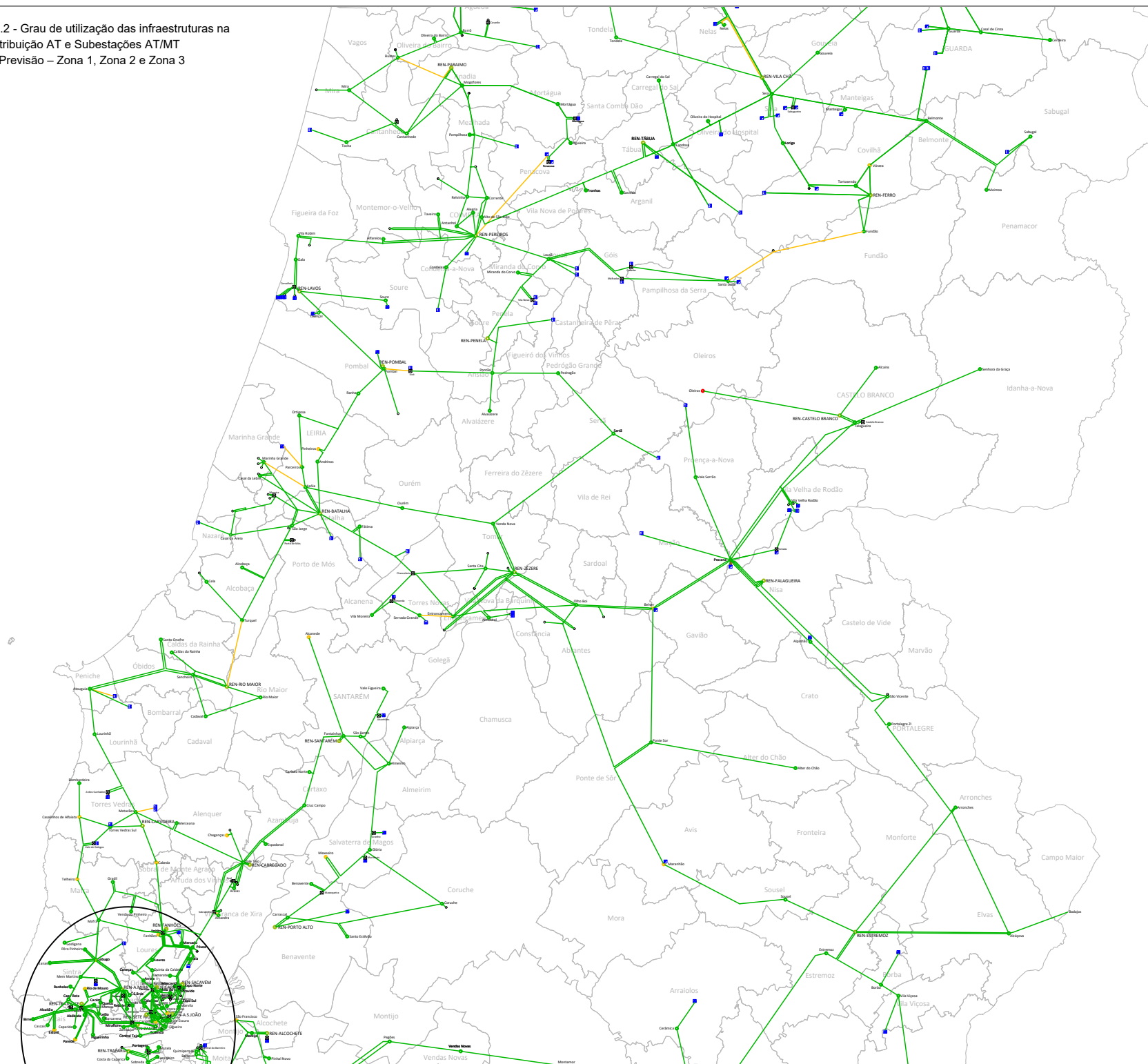
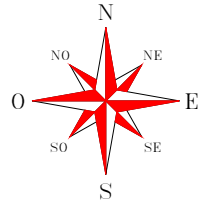
- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
 (Previsão)  
 Grau de utilização das Infraestruturas  
 Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.2.2  
 Zona 1

Anexo B.1.2.2 - Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT  
31.12.2025 Previsão – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



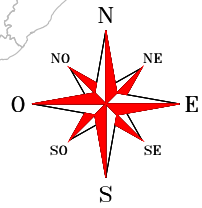
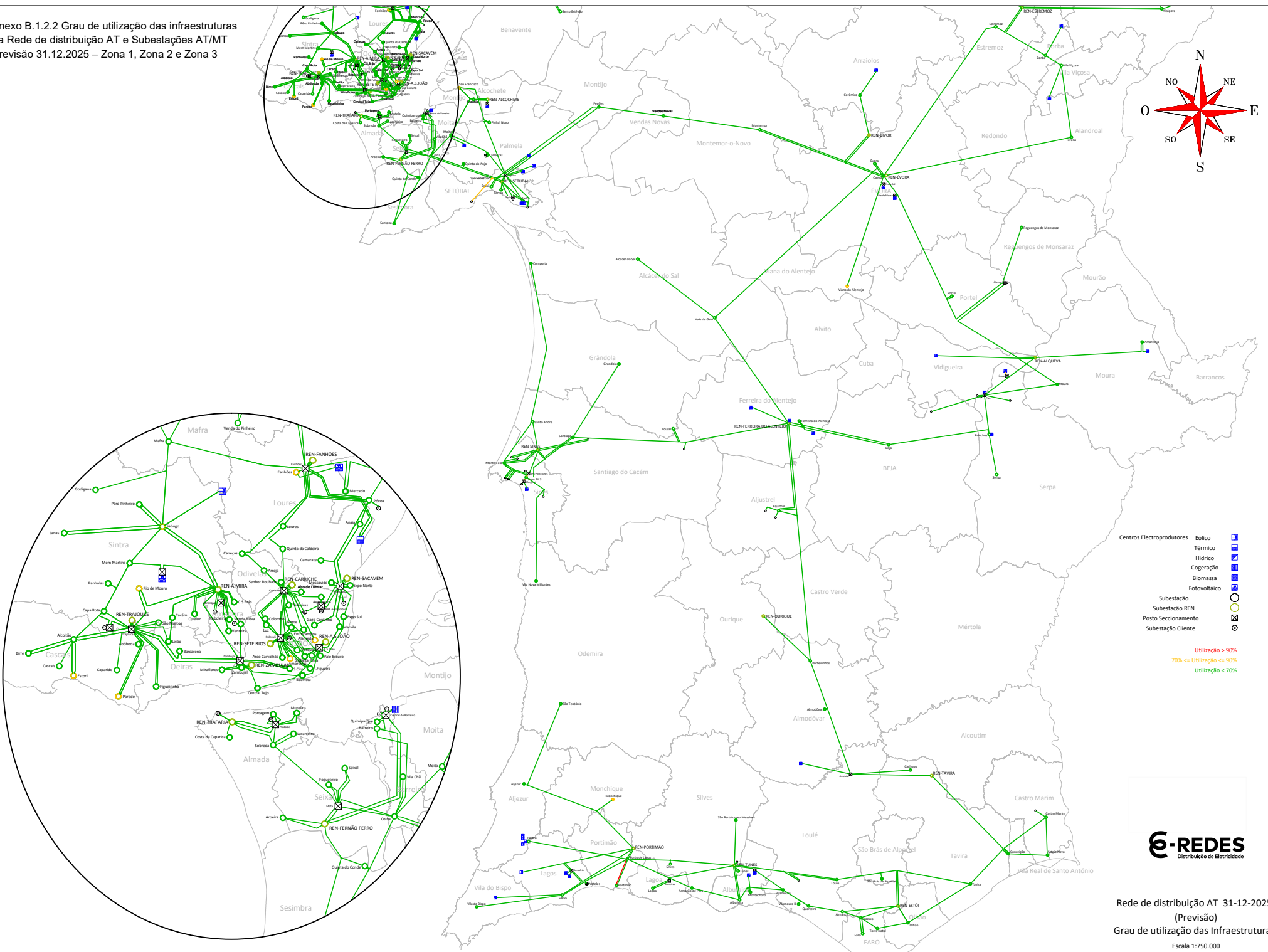
- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%  
70% <= Utilização <= 90%  
Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
(Previsão)  
Grau de utilização das Infraestruturas  
Escala 1:750.000  
Anexo B.1.2.2  
Zona 2

Anexo B.1.2.2 Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT  
Previsão 31.12.2025 – Zona 1, Zona 2 e Zona 3



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
70% <= Utilização <= 90%  
Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
(Previsão)  
Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.2.2  
Zona 3

Página em branco

# **ANEXO B.1.3 – CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020**

**Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025**

Página em branco

**ANEXO B.1.3.1 –  
CARACTERIZAÇÃO DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020**

Página em branco



Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
ABOBODA	Cascais	60/10	40	2	24,2	16,6	24,3	16,8	24,2	24,3	11,9	1 650	445		1 560	245		61%	0	
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	60/30	20	1	12,0	10,7	12,1	11,4	12,0	12,1	1,9	2 108	201		1 940	200		60%	0	
AEROPORTO	Lisboa	60/10	80	2	34,9	33,2	34,9	33,2	34,9	34,9	25,1	1 978	471		1 736	255		44%	0	
ÁGUEDA	Águeda	60/15	63	2	34,9	35,0	38,1	35,2	35,0	38,1	19,6	2 876	472		639	196		56%	0	
AGUIEIRA	Penacova	60/15	20	1	7,8	5,3	8,3	6,8	7,8	8,3	2,7	294	123		292	123		40%	0	
ALAMEDA	Lisboa	60/10	40	1	27,8	21,7	27,8	21,7	27,8	27,8	8,7	1 772	253		1 687	252		70%	0	
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	60/15	20	1	12,2	10,6	12,8	10,6	12,2	12,8	5,4	1 632	189		875	188		64%	0	
ALBUFEIRA	Albufeira	60/15	63	2	28,1	36,4	28,1	36,9	36,4	36,9	16,6	1 443	386		514	175		59%	0	
ALCÁÇER DO SAL	Alcáçer do Sal	60/30	20	1	10,4	9,9	10,4	10,3	10,4	10,4	7,9	205	112		200	110		54%	0	
ALCÁÇOVA	Elvas	60/30	63	2	27,4	23,0	27,4	23,3	27,4	27,4	20,6	273	183		179	109		44%	0	
ALCAINS	Castelo Branco	60/30/15	31,5	1	8,7	8,2	8,7	8,2	8,7	8,7	5,3	752	972	724		478	249	121	28%	0
ALCANEDA	Santarém	60/30	20	1	16,8	16,0	16,8	16,0	16,8	16,8	0,0	526	150		515	149		85%	481	
ALCOBAÇA	Alcobaça	60/30	31,5	1	16,4	13,4	16,4	13,4	16,4	16,4	1,8	470	175		267	137		53%	0	
ALCOITÃO	Cascais	60/10	40	2	24,5	20,2	24,5	20,2	24,5	24,5	11,7	1 546	380		1 198	196		62%	0	
ALDEIA NOVA	Castro Marim	60/15	40	2	16,5	21,5	16,5	21,5	21,5	21,5	14,6	423	219		171	99		55%	0	
ALEGRIA	Coimbra	60/15	63	2	30,2	22,0	30,2	22,0	30,2	30,2	27,0	1 600	401		955	210		48%	0	
ALFARELOS	Sour	60/15	20	1	10,8	7,8	10,8	7,9	10,8	10,8	0,0	899	176		374	140		54%	0	
ALFENA	Valongo	60/15	63	2	30,9	23,6	30,9	23,6	30,9	30,9	25,8	1 455	410		433	174		50%	0	
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	60/30/10	61,5	2	37,5	25,8	38,7	27,4	37,5	38,7	18,3	889	408	268	813	218	159	64%	0	
ALJEZUR	Aljezur	60/15	10	1	4,2	4,0	4,2	4,0	4,2	4,2	4,9	246	87		243	86		43%	0	
ALJUSTREL	Aljustrel	60/30/15	48	2	13,0	13,9	13,0	13,9	13,9	13,9	23,4	688	392	206	149	94	71	30%	0	
ALMANCIL	Loulé	60/15	31,5	1	13,9	19,2	13,9	19,2	19,2	19,2	0,9	1 033	219		497	179		63%	0	
ALMEIRIM	Almeirim	60/30/15	40	2	24,1	27,6	24,3	27,9	27,6	27,9	8,4	740	284	189	449	152	99	71%	42	
ALMODÓVAR	Almodóvar	60/15	5	1	2,7	1,8	2,7	1,8	2,7	2,7	0,4	286	54		257	52		54%	0	
ALMOURAL	Vila Nova da Barquinha	60/30	20	1	13,1	12,4	13,7	12,7	13,1	13,7	3,3	786	184		315	137		66%	0	
ALPALHÃO	Nisa	60/30	20	1	9,9	6,9	9,9	6,9	9,9	9,9	5,1	548	159		164	95		50%	0	
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	60/30	10	1	5,0	4,3	5,2	4,6	5,0	5,2	3,8	122	65		104	59		50%	0	
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	60/15	40	2	16,8	14,5	16,8	14,5	16,8	16,8	19,4	1 874	358		1 050	183		42%	0	
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	60/10	40	1	8,0	5,0	8,0	5,0	8,0	8,0	7,1	2 383	268		2 227	266		20%	0	
ALVAÍZERE	Alvaizere	60/15	31,5	1	-19,3	-16,3	2,5	2,0	-19,3	2,5	18,7	478	172		254	133		65%	0	
ALVELOS	Barcelos	60/15	63	2	32,5	29,5	40,5	37,3	32,5	40,5	18,8	993	352		572	183		54%	0	
AMARANTE	Amarante	60/15	40	2	23,8	19,3	25,6	20,5	23,8	25,6	11,4	445	220		203	139		61%	0	
AMARELEJA	Moura	60/30	20	1	4,6	4,7	4,6	4,7	4,7	4,7	13,5	334	134		324	133		23%	0	
AMARES	Amares	60/15	63	2	23,2	19,0	24,3	19,8	23,2	24,3	32,8	640	300		281	141		38%	0	
AMIEIRA	Matosinhos	60/15	60	2	24,5	17,0	26,0	19,9	24,5	26,0	28,6	1 522	418		1 087	213		41%	0	
AMOREIRAS	Lisboa	60/10	40	2	27,9	24,5	27,9	24,5	27,9	27,9	8,5	1 817	356		1 726	191		70%	0	
ANAIA	Loures	60/30/10	51,5	2	20,7	16,9	22,8	19,2	20,7	22,8	16,6	1 116	240	308	946	216	126	40%	0	
ÂNCORA	Caminha	60/15	20	1	7,7	6,8	7,7	6,8	7,7	7,7	2,4	648	160		258	200		39%	0	
ANDRINOS	Leiria	60/30/15	100	3	32,2	26,5	34,2	28,4	32,2	34,2	57,5	1 015	193	380	482	159	183	33%	0	
ANTANHOL	Coimbra	60/15	31,5	1	13,3	7,2	13,3	7,2	13,3	13,3	0,0	1 861	243		742	204		42%	0	
ANTAS	Porto	60/15	91,5	3	37,0	28,0	37,0	28,0	37,0	37,0	45,5	1 814	649		1 612	229		41%	0	
ARADA	Ovar	60/15	63	2	25,0	21,4	25,0	21,4	25,0	25,0	32,2	963	359		725	203		40%	0	
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	60/10	60	2	24,8	21,4	24,8	21,4	24,8	24,8	11,5	2 010	199		967	180		42%	0	
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	60/15	50	2	26,2	21,1	26,2	21,1	26,2	26,2	18,9	1 206	319		1 079	181		52%	0	
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	60/30/10	51,5	2	9,5	11,8	9,5	11,8	11,8	11,8	22,7	1 216	241	411	984	233	166	23%	0	
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	60/15	63	2	20,8	30,9	20,8	30,9	30,9	30,9	18,5	937	337		553	178		51%	0	
AROEIRA	Almada	60/15	40	2	24,7	15,8	25,0	16,1	24,7	25,0	11,2	1 573	342		1 057	180		62%	0	
AROUCA	Arouca	60/15	15	1	-7,4	5,3	8,6	6,5	-7,4	8,6	0,5	347	58		228	80		50%	0	
ARROJA	Odivelas	60/10	63	2	34,2	19,9	34,2	19,9	34,2	34,2	19,3	1 592	416		517	185		55%	0	
ARRONCHES	Arronches	60/30	20	1	5,6	4,4	5,6	4,4	5,6	5,6	6,4	156	93		120	79		28%	0	
ATOUGUIA	Peniche	60/30/15	71,5	3	26,4	24,3	26,4	24,3	26,4	26,4	39,5	524	183	248	239	130	116	38%	0	
AVANCA	Estarreja	60/15	40	2	31,9	24,8	33,5	28,2	31,9	33,5	3,1	2 499	361		2 019	349		81%	104	
AVEIRO	Aveiro	60/15	63	2	31,6	24,2	31,7	24,2	31,7	31,7	25,2	1 532	416		392	224		50%	0	
AZÓIA	Leiria	60/30/15	51,5	2	21,0	18,5	21,0	18,5	21,0	21,0	26,7	2 044	212	246	1 561	206	238	42%	0	
BARCARENA	Oeiras	60/10	40	1	9,8	9,3	9,8	9,3	9,8	9,8	21,8	931	229		884	226		25%	0	
BARREIRO	Barreiro	60/15	63	2	29,5	15,3	29,5	15,3	29,5	29,5	25,8	940	339		553	178		47%	0	
BARRO	Águeda	60/15	63	2	27,4	24,3	27,4	24,3	27,4	27,4	29,8	1 819	420		805	202		44%	0	
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	60/15	63	2	43,2	35,0	43,2	35,0	43,2	43,2	16,5	1 234	376		851	201		72%	17	
BEJA	Beja	60/30/15	63	2	29,0	25,3	29,0	25,3	29,0	29,0	24,9	624	463	246	303	190	144	46%	0	
BELMONTE	Belmonte	60/15	20	2	5,5	4,6	5,8	4,6	5,5	5,8	12,6	671	193		251	88		29%	0	
BELVER	Mação	60/30	10	1	7,1	5,5	7,2	5,7	7,1	7,2	1,9	593	110		539	101		72%	2	
BENAVENTE	Benavente	60/30	20	1	6,1	7,0	6,1	7,0	7,0	7,0	9,0	469	150		110	74		35%	0	
BIRRE	Cascais	60/10	63	2	30,8	20,6	30,8	20,6	30,8	30,8	23,6	860	374		802	210		49%	0	
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	60/10	60	2	27,2	23,4	27,2	23,4	27,2	27,2	9,8	1 446	438		1 343	229		46%	0	
BOAVISTA (PORTO)	Porto	60/15	90	3	44,5	34,2	44,5	34,2	44,5	44,5	37,7	2 155	748		1 475	269		50%	0	
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	60/10	20	2	7,4	6,7	7,4	6,7	7,4	7,4	11,2	448	175		319	99		38%	0	
BORBA	Borba	60/15	20	1	6,4	4,9	6,4	4,9	6,4	6,4	3,8	311	133		128	83		32%	0	
BRACIAIS	Faro	60/15	40	2	17,9	19,3	17,9	19,3	19,3	19,3	17,0	1 131	327		583	165		51%	0	
BRAGA	Braga	60/15	63	2	32,0	26,5	32,0	26,5	32,0	32,0	24,7	1 133	382		802	206		51%	0	
BRAGAÇA	Bragança	60/30	63	2	27,9	19,0	30,3	19,4	27,9	30,3	20,0	427	247		224	127		45%	0	
BRASIL	Setúbal	60/15	40	2	21,8	17,4	22,2	18,8	21,8	22,2	14,1	2 130	375		1 955	200		55%	0	
BRINCHES	Serpa	60/30	31,5	1	4,5	14,1	4,7	14,1	14,1	14,1	6,4	495	178		160	103		46%	0	
BUSTELO	Penafiel	60/15	40	2	22,8	16,5	22,8	16,5	22,8	22,8	13,2	732	278		506	150		57%	0	
BUSTOS	Oliveira do Bairro	60/15	40	2	20,8	17,7	23,1	19,6	20,8	23,1	13,0	917	299		215	110		56%	0	
CABEDA	Sobral de Monte Agraço</																			

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
CANDOSA	Tábua	60/15	51,5	2	15,2	12,8	16,6	12,9	15,2	16,6	22,9	813	308		553	161		32%	0	
CANEÇAS	Odivelas	60/10	20	1	11,9	7,5	11,9	7,5	11,9	11,9	5,2	608	197		595	196		60%	0	
CANIÇADA	Vieira do Minho	60/15	20	1	6,5	6,7	7,4	6,9	6,7	7,4	3,1	508	151		320	129		36%	0	
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	35,7	32,7	43,6	37,1	35,7	43,6	13,2	1 441	406		941	214		57%	0	
CANTANHEDE	Cantanhede	60/15	60	2	16,5	13,7	16,5	13,7	16,5	16,5	27,6	614	284		283	125		28%	0	
CAPA ROTA	Sintra	60/10	40	2	22,0	20,2	22,0	20,2	22,0	22,0	14,3	1 586	351		730	173		55%	0	
CARNEIRO	Amarante	60/15	20	1	-7,7	5,6	8,8	6,3	-7,7	8,8	0,0	249	136		242	134		39%	0	
CARRASCAL	Benavente	60/30	40	2	25,0	20,4	25,0	20,4	25,0	25,0	11,0	899	288		716	164		63%	0	
CARRASCAS	Palmeira	60/30/15	51,5	2	16,6	10,6	16,6	10,6	16,6	16,6	14,7	1 428	338	321	330	137	149		33%	0
CARRÉGAL DO SAL	Carregal do Sal	60/15	20	1	7,2	5,7	7,2	5,7	7,2	7,2	2,1	380	141		310	130		37%	0	
CARREGOSA	Oliveira de Azeméis	60/15	31,5	1	15,6	15,3	18,7	18,5	15,6	18,7	0,0	1 279	225		514	180		50%	0	
CARTAXO NORTE	Cartaxo	60/15	20	1	10,7	6,8	10,7	6,8	10,7	10,7	2,5	545	160		471	153		55%	0	
CASAL DA AREIA	Alcobaça	60/30/15	40	3	17,0	15,7	20,6	18,5	17,0	20,6	17,0	556	413	109	375	174		44%	0	
CASAL DE LEBRE	Marinhos Grande	60/30/15	51,5	2	29,1	23,5	30,9	24,5	29,1	30,9	12,2	1 347	413	92	824	212	76		58%	0
CASAL DE GINZA	Guarda	60/15	40	1	7,7	7,1	7,7	7,1	7,7	7,7	13,4	950	227		552	80		19%	0	
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	60/10	80	2	35,3	23,6	36,4	24,6	35,3	36,4	31,3	2 329	480		2 126	280		45%	0	
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	60/10	20	2	15,4	12,2	15,4	12,2	15,4	15,4	2,6	758	192		454	100		77%	107	
CASCAIS	Cascais	60/10	40	1	15,7	10,0	15,7	10,0	15,7	15,7	1,4	1 268	281		1 224	278		39%	0	
CASTRO DAIRE	Castro Daire	60/30	15	1	7,3	6,2	8,4	6,6	7,3	8,4	4,3	349	142		198	108		49%	0	
CASTRO MARIM	Castro Marim	60/15	20	1	2,2	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3	7,9	393	163		186	112		12%	0	
CELA	Alcobaça	60/30	31,5	1	11,0	10,2	11,4	10,2	11,0	11,4	14,0	342	154		193	115		36%	0	
CELORICO	Celorico da Beira	60/15	20	2	4,8	4,7	4,8	4,7	4,8	4,8	16,7	1 857	240		339	98		33%	0	
CENTRAL TEJO	Lisboa	60/10	80	2	32,4	27,8	33,8	29,5	32,4	33,8	31,2	1 653	456		1 514	248		41%	0	
CERÂMICA	Arraiolos	60/30/15	20	1	6,4	5,0	6,4	5,0	6,4	6,4	11,7	96	68	57	96	68	57		32%	0
CERDEIRA	Sabugal	60/15	10	1	5,4	4,2	5,4	4,2	5,4	5,4	0,5	356	147		281	133		54%	0	
CHAVES	Chaves	60/15	60	2	27,2	18,4	27,9	18,7	27,2	27,9	12,9	714	368		687	241		46%	0	
CHEGANÇAS	Alenquer	60/30	20	1	10,6	9,6	10,6	9,6	10,6	10,6	7,5	757	162		722	161		54%	0	
COINA	Barreiro	60/30/15	71,5	2	33,4	25,7	33,4	25,7	33,4	33,4	22,8	1 781	673	429	671	199	141		47%	0
COLOMBO	Lisboa	60/10	40	2	22,5	22,6	25,5	24,6	22,5	25,5	10,7	1 908	207		1 307	199		57%	0	
COMPORTA	Alcácer do Sal	60/30	20	1	6,3	12,5	6,3	12,5	12,5	12,5	5,8	161	96		153	93		63%	0	
CONCEIÇÃO	Tavira	60/15	20	1	5,6	5,8	5,6	5,8	5,8	5,8	12,8	515	158		267	124		30%	0	
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	60/30/15	40	2	14,3	11,8	14,3	11,9	14,3	14,3	22,8	633	83	272	623	70	168		37%	0
CORRENTE	Coimbra	60/15	31,5	1	17,9	11,7	17,9	11,7	17,9	17,9	8,4	1 757	217		1 330	209		57%	0	
CORUCHE	Coruche	60/30	40	2	13,8	12,9	13,8	13,2	13,8	13,8	22,2	313	183		143	87		35%	0	
COSTA DA CAPARICA	Almada	60/15	31,5	1	18,4	12,8	18,4	12,8	18,4	18,4	4,6	1 297	222		1 240	220		59%	0	
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	60/30	40	2	17,6	19,8	17,6	19,8	19,8	19,8	13,9	716	274		418	145		50%	0	
CUSTÓIAS	Matosinhos	60/15	80	2	33,4	26,6	33,4	26,6	33,4	33,4	38,7	2 667	271		2 336	267		42%	0	
DEVESA VELHA	São João da Madeira	60/15	63	2	35,8	31,7	35,8	31,7	35,8	35,8	24,4	1 223	363		554	212		60%	0	
ENTRECAMPOS	Lisboa	60/10	80	4	22,8	27,4	28,8	27,4	28,8	28,8	43,9	1 996	214		1 844	211		36%	0	
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	60/15	63	2	32,4	25,0	34,1	25,8	32,4	34,1	23,0	1 324	424		560	239		52%	0	
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	60/30/15	40	2	22,9	20,3	24,9	21,1	22,9	24,9	10,2	1 199	314	133	772	167	68		57%	0
ERMAL	Vieira do Minho	60/15	40	2	10,0	8,7	12,0	9,2	10,0	12,0	25,4	373	198		338	127		26%	0	
ESGUEIRA	Aveiro	60/15	63	2	30,0	26,9	31,2	27,5	30,0	31,2	26,0	1 773	443		598	160		48%	0	
ESPADANAL	Azambuja	60/30/15	40	2	16,5	16,8	16,5	16,8	16,8	16,8	14,1	952	303	104	287	125	70		43%	0
ESPINHO	Espinho	60/15	63	2	26,0	19,1	26,7	19,8	26,0	26,7	30,8	1 814	464		1 226	248		42%	0	
ESTORIL	Cascais	60/10	40	2	25,7	22,4	25,7	22,4	25,7	25,7	10,5	1 216	369		1 775	187		65%	0	
ESTREMOZ	Estremoz	60/30/15	40	2	13,4	10,1	13,4	10,4	13,4	13,4	20,7	357	176	126	266	106	72		34%	0
ÉVORA	Évora	60/15	63	2	39,2	27,8	39,2	27,8	39,2	39,2	11,2	569	300		491	178		62%	0	
EXPO NORTE	Lisboa	60/10	40	2	19,6	18,1	20,4	18,8	19,6	20,4	13,6	2 402	376		2 054	199		49%	0	
EXPO SUL	Lisboa	60/10	40	2	26,7	25,9	26,7	25,9	26,7	26,7	8,2	1 881	367		1 661	195		67%	0	
FAFE	Fafe	60/15	63	2	24,9	20,9	26,5	21,0	24,9	26,5	28,8	1 522	445		718	219		40%	0	
FANHÕES	Loures	60/10	40	2	-30,2	-29,3	10,7	7,7	-30,2	10,7	21,0	2 945	404		2 650	215		77%	52	
FÂNZERES	Gondomar	60/15	63	2	44,8	30,1	44,8	30,1	44,8	44,8	12,5	1 446	389		386	159		72%	9	
FARO	Faro	60/15	63	2	17,4	18,4	17,4	18,4	18,4	18,4	35,1	848	352		493	178		30%	0	
FÁTIMA	Ourém	60/30	40	2	23,7	21,1	23,7	21,2	23,7	23,7	12,5	764	292		337	136		60%	0	
FEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	21,4	15,5	21,4	15,5	21,4	21,4	0,8	1 222	224		533	196		68%	0	
FEITOSA	Ponte de Lima	60/15	40	2	23,1	20,0	23,3	20,0	23,1	23,3	13,8	530	242		490	153		59%	0	
FELGUEIRAS	Felgueiras	60/15	63	2	37,5	31,0	38,9	31,2	37,5	38,9	19,1	1 029	362		648	306		61%	0	
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	60/15	40	2	12,4	11,6	14,9	12,5	12,4	14,9	18,6	847	435		196	105		34%	0	
FERREIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	60/30	20	1	9,4	10,3	9,5	10,5	10,3	10,5	7,7	1 070	183		217	111		53%	0	
FIGUEIRINHA	Oeiras	60/10	80	2	36,0	24,4	36,0	24,4	36,0	36,0	33,2	890	400		791	217		45%	0	
FOGUETEIRO	Seixal	60/15	63	2	35,3	26,8	37,3	28,7	35,3	37,3	16,3	1 843	439		1 689	241		56%	0	
FONTE BOA	Santarém	60/30/15	63	2	19,5	16,4	19,5	16,4	19,5	19,5	37,0	1 555	417	108	1 463	234	90		32%	0
FORNOS	Esposende	60/15	40	2	27,8	26,0	30,0	28,0	27,8	30,0	6,0	632	227		501	129		70%	0	
FRANCE	Castelo de Paiva	60/15	20	1	-10,1	9,5	11,8	10,1	-10,1	11,8	0,0	935	175		915	174		53%	0	
FRONHAS	Vila Nova de Cerveira	60/30/15	20	1	-11,1	-11,3	12,2	11,6	-11,3	12,2	0,0	684	115	174	391	146	102		70%	0
FUNDÃO	Arganil	60/15	20	1	12,1	11,1	12,4	11,2	12,1	12,4	0,0	367	136		316	129		64%	0	
GAFANHA	Fundão	60/15	40	2	14,9	12,4	17,9	14,0	14,9	17,9	15,9	1 008	313		558	162		37%	0	
GAGO COUTINHO	Ílhavo	60/15	51,5	2	24,8	24,4	24,8	24,4	24,8	24,8	22,0	1 017	320		598	160		49%	0	
GALA	Lisboa	60/10	40	1	22,3	18,1	22,3	18,1	22,3	22,3	13,9	1 646	256		1 482	252		57%	0	
GLÓRIA	Figueira da Foz	60/30	40	2	13,9	12,5	15,8	14,3	13,9	15,8	20,3	1 525	354		960	186		35%	0	
GODIGANA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	6,5	6,7	6,5	6,7	6,7	6,7	6,9	301	123		231	110		45%	0	
GONDOMAR	Sintra	60/10	20	1	9,0	7,3	9,0	7,3	9,0	9,0	7,7	467	152		461	151		48%	0	
GOUVEIA	Gondomar	60/15	63	2	24,6	17,0	24,8	19,0	24,6	24										

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
JORJAIS	Vila Real	60/30	31,5	1	-29,6	-19,4	9,3	6,2	-29,6	9,3	6,4	738	205		242	132		94%	560	
JOVIM	Gondomar	60/15	40	2	25,0	18,7	25,0	18,7	25,0	25,0	11,0	645	258		580	157		63%	0	
LAGOA	Lagoa	60/15	40	2	19,7	21,5	19,7	21,5	21,5	21,5	14,6	673	285		535	157		55%	0	
LAGOS	Lagos	60/15	63	2	31,3	33,2	31,3	33,3	33,2	33,3	10,0	706	313		416	173		54%	0	
LAMAÇÃES	Braga	60/15	63	2	35,9	30,5	35,9	30,5	35,9	35,9	21,4	1 240	385		855	210		58%	0	
LAMAS	Braga	60/15	63	2	23,6	25,3	23,6	25,3	25,3	25,3	31,4	1 057	368		780	207		40%	0	
LAMEGO	Lamego	60/30	31,5	1	-25,1	15,3	21,3	17,4	-25,1	21,3	0,8	959	218		890	214		80%	44	
LAMEIRINHO	Guimarães	60/15	40	2	15,7	13,1	17,6	15,8	15,7	17,6	20,2	1 429	340		788	173		41%	0	
LAPA	Porto	60/15	63	2	24,6	18,6	24,6	18,6	24,6	24,6	32,6	1 436	234		1 391	233		39%	0	
LARANJEIRO	Almada	60/15	80	2	34,3	21,4	34,3	21,4	34,3	34,3	31,4	1 048	437		1 003	266		43%	0	
LEIÃO	Oeiras	60/10	40	2	24,2	21,0	24,2	21,0	24,2	24,2	12,1	1 104	316		791	217		61%	0	
LIJÓ	Barcelos	60/15	31,5	1	19,1	15,2	21,3	18,4	19,1	21,3	0,7	1 114	222		476	176		61%	0	
LINDOSO	Ponte da Barca	130/60/-	60	1								2 292			241				0	
LORDELO	Paredes	60/15	63	2	26,1	22,6	26,1	22,6	26,1	26,1	32,8	1 292	393		711	203		43%	0	
LORIGA	Seia	60/15	5	1	1,8	1,3	1,8	1,3	1,8	1,8	0,2	533	51		380	49		38%	0	
LOULÉ	Loulé	60/15	40	2	22,1	17,6	22,2	17,9	22,1	22,2	13,8	456	216		445	145		55%	0	
LOURÈS	Loures	60/10	63	2	26,3	23,5	27,6	23,6	26,3	27,6	20,7	832	342		620	197		42%	0	
LOURIÇAL	Pombal	60/30	20	1	8,3	7,8	8,3	7,8	8,3	8,3	5,1	1 941	271		532	198		42%	0	
LOURINHÃ	Lourinhã	60/30	51,5	2	15,2	-13,3	17,4	12,8	15,2	17,4	24,7	316	197		253	120		30%	0	
LOUSÃ	Lousã	60/15	40	2	16,6	11,5	17,1	11,6	16,6	17,1	19,1	832	299		432	149		42%	0	
LOUSADA	Lousada	60/15	31,5	1	15,9	11,9	16,3	12,3	15,9	16,3	1,3	533	181		402	164		50%	0	
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	60/15	75	3	45,5	40,6	45,5	42,1	45,5	45,5	23,6	911	389		867	180		62%	0	
LUZ	Lisboa	60/10	80	2	32,0	24,0	32,0	24,0	32,0	32,0	30,5	2 025	255		1 233	239		40%	0	
MACEDO DE CAVALEIROS	Macedo de Cavaleiros	60/30	35	2	16,2	13,1	16,6	13,3	16,2	16,6	15,2	648	273		193	92		47%	0	
MAFRA	Mafra	60/10	40	2	15,6	11,4	19,0	14,5	15,6	19,0	17,4	740	325		262	138		40%	0	
MAIA	Maia	60/15	94,5	3	60,7	51,5	63,8	57,4	60,7	63,8	21,7	2 895	693		2 525	252		65%	0	
MANGUALDE	Mangualde	60/15	40	2	6,5	6,4	6,8	7,0	6,5	7,0	30,7	411	244		402	172		17%	0	
MARANHÃO	Avis	60/30	20	1	8,0	14,2	8,3	15,1	14,2	15,1	1,9	127	81		126	81		76%	5	
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	60/15	40	2	27,0	20,9	29,0	21,6	27,0	29,0	8,2	905	297		483	151		70%	0	
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	32,5	26,9	32,8	27,1	32,5	32,8	24,5	1 106	377		668	200		52%	0	
MARVÃO	Mêda	60/30	10	1	6,0	4,7	6,1	4,7	6,0	6,1	2,9	545	399		534	393		60%	0	
MARVILA	Lisboa	60/10	80	2	27,6	23,1	27,6	23,1	27,6	27,6	34,3	1 710	258		1 100	253		35%	0	
MATAÇÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	19,7	18,1	24,2	21,7	19,7	24,2	33,3	1 342	393		655	195		32%	0	
MATOSINHOS	Matosinhos	60/15	63	2	31,9	24,1	31,9	24,1	31,9	31,9	26,4	2 244	500		1 576	267		52%	0	
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	60/15	31,5	1	13,5	10,2	15,7	14,3	13,5	15,7	0,2	1 925	248		1 441	238		43%	0	
MEIMOA	Penamacor	60/15	10	1	3,0	2,7	3,0	2,7	3,0	3,0	1,9	239	89		150	73		31%	0	
MEM MARTINS	Sintra	60/10	80	2	45,2	31,4	45,2	31,4	45,2	45,2	23,8	1 435	426		750	216		57%	0	
MERCADO	Loures	60/10	40	2	14,3	14,0	15,6	14,6	14,3	15,6	19,3	1 425	336		542	157		36%	0	
MERCEANA	Alerique	60/30	20	1	8,5	5,7	8,5	5,7	8,5	8,5	8,7	562	159		399	141		43%	0	
MEXEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	8,0	13,9	8,0	13,9	13,9	13,9	3,8	353	135		126	80		72%	778	
MINDELO	Vila do Conde	60/15	31,5	1	14,8	15,5	14,8	15,5	15,5	15,5	3,1	847	206		323	149		49%	0	
MIRA	Mira	60/15	21	1	10,1	8,5	10,1	8,5	10,1	10,1	0,0	663	164		256	118		51%	0	
MIRAFLORES	Oeiras	60/10	80	2	42,9	32,8	42,9	34,5	42,9	42,9	29,5	1 804	467		1 630	255		54%	0	
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	60/15	31,5	1	10,2	7,2	10,2	7,2	10,2	10,2	0,7	626	192		521	181		33%	0	
MIRANDELA	Mirandela	60/30	40	2	17,6	12,8	18,3	13,1	17,6	18,3	17,9	345	198		245	119		44%	0	
MOGADOURO	Mogadouro	60/30	25	2	12,0	8,7	12,0	9,0	12,0	12,0	10,5	851	250		808	145		48%	0	
MOGOFORES	Anadia	60/15	40	2	15,0	12,6	15,0	12,6	15,0	15,0	21,5	1 495	341		1 010	181		38%	0	
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	60/15	31,5	1	12,1	10,3	12,1	10,3	12,1	12,1	4,4	273	141		158	99		40%	0	
MOITA	Moita	60/15	63	2	21,6	16,1	22,8	16,8	21,6	22,8	32,1	914	219		436	172		35%	0	
MONCHIQUE	Monchique	60/15	10	1	-8,1	-5,7	3,7	3,8	-8,1	3,8	5,5	408	101		399	100		84%	478	
MONSERRATE	Viana do Castelo	60/15	31,5	1	13,9	11,0	14,2	11,4	13,9	14,2	1,7	746	202		644	194		44%	0	
MONTE DOS BURGOS	Porto	60/15	60	2	34,6	27,4	36,8	29,6	34,6	36,8	17,9	2 130	551		1 438	295		58%	0	
MONTE FEIO	Sines	60/30/15	63	2	21,8	18,7	24,3	19,5	21,8	24,3	29,6	1 872	480	372	1 132	235	183		35%	0
MONTECHORO	Albufeira	60/15	63	2	14,2	21,1	14,2	21,1	21,1	21,1	32,6	1 234	388		567	187		35%	0	
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	60/30/15	40	2	13,8	10,5	13,8	10,5	13,8	13,8	19,9	344	196	138	204	108	66		35%	0
MONTIJO	Montijo	60/15	31,5	1	11,8	11,6	11,8	11,6	11,8	11,8	8,2	1 272	231		316	151		38%	0	
MORGADE	Montalegre	60/15	20	1	4,5	3,4	5,0	3,9	4,5	5,0	0,4	282	118		263	117		23%	0	
MORTÁGUA	Mortágua	60/15	30	2	12,3	7,5	12,7	8,3	12,3	12,7	7,6	342	139		224	85		41%	0	
MOSCAVIDE	Loures	60/30/10	51,5	2	35,6	28,2	35,6	28,2	35,6	35,6	5,1	2 576	265	404	2 169	261	198		69%	0
MOSTEIRO	Vila do Conde	60/15	63	2	29,4	23,9	29,4	23,9	29,4	29,4	30,1	1 644	429		1 435	241		49%	0	
MOURA	Moura	60/30	30	2	7,2	6,5	7,2	6,5	7,2	7,2	19,8	757	241		566	155		24%	0	
MURO	Trofa	60/15	63	2	24,1	24,9	27,7	27,7	24,9	27,7	29,9	1 335	398		375	164		41%	0	
MUTELA	Almada	60/15	40	2	20,9	15,7	20,9	15,7	20,9	20,9	13,4	1 118	339		1 070	194		53%	0	
NELAS	Nelas	60/15	20	1	12,0	10,5	12,3	10,5	12,0	12,3	0,0	521	181		461	173		60%	0	
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	11,0	8,7	11,0	8,7	11,0	11,0	4,8	1 964	239		575	185		35%	0	
NORTE	Lisboa	60/10	80	2	41,9	35,3	41,9	35,3	41,9	41,9	27,9	2 122	264		1 913	251		52%	0	
OLEIROS	Oleiros	60/15	31,5	1	-29,0	-19,0	4,8	5,2	-29,0	5,2	5,0	287	145		279	143		95%	1056	
OLHÃO	Olhão	60/15	40	2	24,5	22,6	24,5	22,6	24,5	24,5	7,8	1 214	322		513	160		62%	0	
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	34,4	25,9	34,4	25,9	34,4	34,4	31,6	1 083	421		644	224		43%	0	
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	60/15	63	2	36,1	34,3	39,1	36,9	36,1	39,1	18,6	1 526	406		579	183		59%	0	
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	60/15	31,5	1	13,7	12,1	17,5	16,7	13,7	17,5	0,0	908	216		521	184		46%	0	
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Oliveira do Hospital	60/15	10	1	5,7	4,3	5,7	4,3	5,7	5,7	3,4	754	114		593	110		60%	0	
ORGENS	Viseu	60/15	31,5	1	14,4	10,1	14,4	10,1	14,4	14,4	6,3	1 285	230		747	204		49%	0	
ORTIGOSA	Leiria	60/15	40	2	21,4	18,7	21,4	18,7	21,4	21,4	10,7	436	223		433	148		56%	0	
OURÉM	Ourém	60/30	51,5	2	20,6	17,3	20,6	17,3	20,6	20,6	21,5	40								

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
PEDRÓGÃO	Pedrógão Grande	60/15	20	1	6,6	5,9	6,6	5,9	6,6	6,6	2,9	341	137		150	92		36%	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	41,9	30,2	41,9	30,2	41,9	41,9	16,0	2 180	495		1 725	269		68%	0
PEGÕES	Montijo	60/30/15	40	2	-13,0	-14,5	9,9	14,9	-14,5	14,9	13,1	506	240	113	725	123	78	36%	0
PENIDE	Barcelos	60/15	63	2	20,7	17,0	22,3	17,9	20,7	22,3	38,4	1 287	392		432	171		35%	0
PERO PINHEIRO	Sintra	60/10	40	2	17,2	15,1	17,2	15,1	17,2	17,2	18,0	1 173	374		895	193		43%	0
PEVIDÉM	Guimarães	60/15	70	3	25,9	22,7	33,4	29,0	25,9	33,4	30,0	1 746	454		877	145		37%	0
PINHAL NOVO	Palmela	60/15	31,5	1	11,2	7,7	11,2	7,8	11,2	11,2	3,4	1 059	224		891	216		36%	0
PINHÃO	Alijó	60/30	30	2	12,3	10,2	12,7	10,5	12,3	12,7	14,4	340	120		148	81		41%	0
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	14,6	12,9	14,6	12,9	14,6	14,6	0,1	854	172		529	153		77%	77
PINHEL	Pinhel	60/15	20	2	6,8	6,5	6,9	6,5	6,8	6,9	14,3	208	121		107	61		43%	0
POLDRA	Aljezur	60/15	10	1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	4,8	527	108		454	104		3%	0
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	25,2	21,8	30,8	26,3	25,2	30,8	11,2	1 476	383		631	177		50%	0
PONTÃO	Ansião	60/15	40	2	11,8	8,5	11,9	9,0	11,8	11,9	25,7	743	293		314	139		31%	0
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	11,0	9,5	11,0	9,5	11,0	11,0	26,4	218	147		165	96		30%	0
PORTAGEM	Almada	60/15	80	2	21,9	17,7	23,3	19,6	21,9	23,3	37,5	1 173	449		1 120	270		29%	0
PORTERINHOS	Almodôvar	60/30/15	20	1	11,0	7,8	11,0	7,9	11,0	11,0	4,1	379	124	111	369	100	92	56%	0
PORTIMÃO	Portimão	60/15	63	2	25,8	37,1	25,8	37,1	37,1	37,1	16,3	725	348		577	188		60%	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	60/15	52,5	2	18,8	17,8	20,2	19,6	18,8	20,2	27,2	1 360	366		967	177		36%	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	60/30/10	114,5	4	34,8	26,6	38,7	32,9	34,8	38,7	64,3	1 636	637	381	507	181	126	31%	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	60/10	40	2	35,6	30,6	35,6	30,6	35,6	35,6	0,9	1 705	450		1 615	246		90%	1584
PRACANA	Mação	60/30	20	2	2,6	2,5	2,9	2,8	2,6	2,9	15,3	1 232	219		956	116		13%	0
QUARTEIRA	Loulé	60/15	63	2	17,5	24,8	17,5	24,8	24,8	24,8	32,2	726	296		395	158		40%	0
QUELUZ	Sintra	60/10	40	2	22,9	13,8	22,9	13,8	22,9	22,9	13,5	2 021	464		1 866	251		58%	0
QUIMIPARQUE	Barreiro	60/15/6	91,5	3	17,4	16,1	17,5	16,1	17,4	17,5	60,5	940	213	303	563	186	159	19%	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	60/10	40	2	26,4	18,8	26,4	18,8	26,4	26,4	9,8	890	353		588	195		66%	0
QUINTA DO ANJO	Palmela	60/15	20	1	10,3	6,6	10,3	6,8	10,3	10,3	3,8	1 270	193		338	136		52%	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	60/15	63	2	24,6	15,1	24,6	15,1	24,6	24,6	26,7	1 479	406		343	155		39%	0
RANHA	Pombal	60/30	31,5	1	14,8	11,0	17,3	15,0	14,8	17,3	7,3	933	214		500	180		48%	0
RANHOLAS	Sintra	60/10	20	1	6,6	5,5	6,6	5,5	6,6	6,6	9,7	1 126	226		897	215		34%	0
REBOLEIRA	Amadora	60/10	40	2	21,6	14,9	23,0	17,7	21,6	23,0	10,9	1 890	384		1 771	200		55%	0
REBORDOSA	Paredes	60/15	62	3	41,0	34,5	41,7	34,6	41,0	41,7	15,8	1 368	444		648	165		68%	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	60/30/15	20	1	11,1	10,3	11,1	10,3	11,1	11,1	7,0	233	123	99	156	97	79	56%	0
RELVINHA	Coimbra	60/15	80	2	23,1	19,1	23,8	20,7	23,1	23,8	47,2	1 544	439		867	227		29%	0
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	45,5	38,6	46,1	39,4	45,5	46,1	12,2	1 203	377		1 151	221		75%	51
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	23,0	23,5	23,0	23,5	23,5	23,5	11,0	1 359	431		366	170		61%	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	43,3	36,5	46,1	40,8	43,3	46,1	11,7	914	344		636	196		70%	0
RIO MOURO	Sintra	60/10	40	2	27,8	21,4	27,8	21,4	27,8	27,8	8,6	1 148	287		775	172		70%	0
ROUSSAS	Melgão	60/15	20	1	4,5	3,7	4,5	3,7	4,5	4,5	0,0	101	67		99	67		24%	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	60/15	31,5	1	16,0	13,0	16,0	13,0	16,0	16,0	8,1	1 626	244		399	169		53%	0
SABUGAL	Sabugal	60/15	15	1	-8,1	-8,6	6,5	4,7	-8,6	6,5	3,0	240	100		151	80		58%	0
SABUGO	Sintra	60/10	20	1	14,2	9,0	14,8	10,0	14,2	14,8	3,5	1 508	252		700	220		72%	6
SABUGUEIRO	Seia	60/15	10	1	3,2	2,8	3,5	3,0	3,2	3,5	0,5	868	123		722	120		32%	0
SADO	Setúbal	60/30	63	2	-13,8	-15,4	10,8	10,0	-15,4	10,8	28,3	1 739	424		844	210		25%	0
SANCHEIRA	Obidos	60/30	40	2	17,5	15,8	17,5	15,8	17,5	17,5	17,9	1 834	358		1 330	184		44%	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	34,4	28,7	34,4	28,7	34,4	34,4	22,4	1 501	325		712	321		56%	0
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	8,4	7,3	8,4	7,3	8,4	8,4	4,9	1 095	195		280	129		43%	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	60/15	80	2	48,4	37,9	48,4	37,9	48,4	48,4	24,7	2 541	488		1 988	262		61%	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	60/15	12,5	1	5,3	4,2	5,4	4,5	5,3	5,4	2,5	250	106		165	90		44%	0
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	60/15	40	1	13,2	10,4	13,2	10,4	13,2	13,2	6,8	1 685	254		1 218	240		33%	0
SANTA MARTA	Lisboa	60/10	80	4	34,6	32,0	34,6	32,9	34,6	34,6	38,3	1 581	247		1 172	190		44%	0
SANTA MARTA DE PORTUZELO	Viana do Castelo	60/15	63	2	26,6	21,5	26,6	21,5	26,6	26,6	30,1	1 582	406		1 187	221		42%	0
SANTANA	Sesimbra	60/15	40	2	17,6	15,3	17,6	15,3	17,6	17,6	17,0	890	298		411	145		44%	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	60/30	40	2	17,9	13,5	17,9	13,5	17,9	17,9	18,2	649	261		160	95		45%	0
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	60/15	31,5	1	17,2	13,6	17,2	13,6	17,2	17,2	0,0	666	194		432	168		54%	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	15,9	13,0	15,9	13,0	15,9	15,9	0,0	675	199		192	115		51%	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINES	Silves	60/15	20	1	7,1	6,4	7,2	6,8	7,1	7,2	3,1	577	161		560	160		37%	0
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	18,4	18,7	18,8	19,4	18,7	19,4	38,5	935	491	342	329	202	149	31%	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	60/15	20	1	10,6	7,6	10,9	7,6	10,6	10,9	0,3	566	74		546	159		54%	0
SÃO CIRO	Lisboa	60/10	40	1	16,5	14,9	16,5	14,9	16,5	16,5	5,8	1 668	257		1 247	245		42%	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	60/30/15	63	2	43,8	30,4	46,3	33,7	43,8	46,3	12,9	1 219	558	374	765	307	199	70%	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	23,4	18,6	23,4	18,6	23,4	23,4	34,9	1 097	376		611	195		38%	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	60/15	63	2	50,5	47,0	54,0	47,7	50,5	54,0	1,2	1 585	412		1 103	222		82%	531
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	27,7	22,6	28,0	22,6	27,7	28,0	40,5	1 922	465		1 224	241		35%	0
SÃO JULIÃO	Figueira da Foz	60/15	20	1	12,9	10,1	12,9	10,1	12,9	12,9	3,7	821	186		372	149		65%	0
SÃO MARCOS	Sintra	60/10	40	2	10,6	9,8	10,6	9,8	10,6	10,6	18,2	1 420	435		1 311	238		29%	0
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	60/15	63	2	34,3	29,5	39,8	32,9	34,3	39,8	19,1	1 345	400		676	199		57%	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	60/15	63	2	-32,4	30,0	54,6	41,7	-32,4	54,6	3,9	1 432	389		593	185		53%	0
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	60/15	40	2	23,6	19,5	25,1	20,9	23,6	25,1	11,6	1 199	316		1 138	180		60%	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	60/30/15	126	4	36,4	34,0	37,6	35,3	36,4	37,6	77,4	2 535	506	450	1 387	257	230	29%	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	60/30/15	20	1	7,7	7,4	7,8	7,9	7,7	7,9	2,3	151	91	70	150	90	70	39%	0
SÃO VICENTE	Portalegre	60/30	40	2	16,0	12,0	19,2	14,4	16,0	19,2	16,9	432	219		236	115		40%	0
SÁTÃO	Sátão	60/15	15	1	7,9	6,6	7,9	6,6	7,9	7,9	1,9	410	119		351	114		55%	0
SEIA	Seia	60/15	40	2	13,0	9,8	13,0	9,8	13,0	13,0	21,6	1 641	357		1 187	191		33%	0
SEIXAL	Seixal	60/15	40	2	22,3	14,8	22,3	14,8	22,3	22,3	12,6	1 678	367		1 54				

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Max AT [MVA]	SCC Max MT1 [MVA]	SCC Max MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
SOBREDA	Almada	60/30/15	61,5	2	24,5	23,5	23,4	21,2	24,5	23,4	29,7	1 171	309	296	934	119	126	40%	0	
SOURCE	Soure	60/30	20	1	6,5	6,2	7,0	6,3	6,5	7,0	4,7	471	151		468	151		33%	0	
SOLSA	Felgueiras	60/15	31,5	1	23,8	22,2	23,8	22,2	23,8	23,8	0,0	823	207		725	200		79%	203	
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	60/30	20	1	11,4	9,9	13,1	10,9	11,4	13,1	0,2	1 541	198		1 035	187		57%	0	
TALAGUEIRA	Castelo Branco	60/30	63	2	29,8	23,6	30,9	25,7	29,8	30,9	25,8	1 302	396		1 172	225		47%	0	
TAVEIRO	Coimbra	60/15	40	2	13,8	10,3	14,1	10,8	13,8	14,1	22,6	1 098	323		585	165		35%	0	
TAVIRA	Tavira	60/15	40	2	17,5	20,3	17,5	20,3	20,3	20,3	16,0	683	277		343	139		52%	0	
TELHEIRA	Vila Real	60/30	63	2	22,8	-21,7	28,0	22,0	22,8	28,0	29,0	923	348		216	123		36%	0	
TELHEIRAS	Lisboa	60/10	80	2	28,9	22,3	28,9	22,3	28,9	28,9	37,0	2 576	267		1 614	252		36%	0	
TELHEIRO	Mafra	60/10	40	2	25,8	18,1	26,5	18,7	25,8	26,5	10,4	451	242		204	111		66%	0	
TERENA	Alandroal	60/30/15	20	1	5,4	3,8	5,4	3,8	5,4	5,4	5,5	180	105	87		173	103	82	28%	0
TERROA	Setúbal	60/15	40	2	16,3	10,8	16,3	10,8	16,3	16,3	16,9	2 288	376		1 783	198		43%	0	
TOCHA	Cantanhede	60/15	20	1	11,6	9,9	11,8	9,9	11,6	11,8	1,8	331	134		270	123		60%	0	
TONDELA	Tondela	60/15	51,5	2	20,7	20,3	21,0	20,3	20,7	21,0	12,0	271	139		267	130		40%	0	
TORRE NATAL	Faro	60/15	40	2	14,7	13,5	14,7	13,5	14,7	14,7	19,6	1 029	312		681	167		37%	0	
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	15,5	14,4	17,2	14,6	15,5	17,2	18,9	1 181	321		749	171		39%	0	
TORTOSENDO	Covilhã	60/15	40	2	19,2	14,8	19,2	14,8	19,2	19,2	17,6	1 433	351		715	176		49%	0	
TOUVEDO	Ponte da Barca	60/15	20	1	10,2	9,4	10,2	9,4	10,2	10,2	6,9	193	100		190	99		56%	0	
TRANCOOSO	Trancoso	60/15	10	1	5,5	4,5	5,5	4,5	5,5	5,5	0,0	463	105		149	72		58%	0	
TROVISCOOSO	Monção	60/15	30	2	13,9	10,7	13,9	10,7	13,9	13,9	12,7	128	89		127	55		49%	0	
TUNES	Silves	60/15	31,5	1	12,5	14,2	12,6	14,4	14,2	14,4	6,0	1 844	248		1 670	244		47%	0	
TURIZ	Vila Verde	60/15	31,5	1	23,3	18,7	23,3	18,7	23,3	23,3	0,0	1 040	220		992	217		75%	37	
TURQUEL	Alcobaça	60/30	63	2	-22,4	-24,2	24,3	20,5	-24,2	24,3	16,4	552	299		246	141		40%	0	
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	60/15	40	2	19,1	19,7	19,1	19,7	19,7	19,7	16,4	1 223	330		716	279		49%	0	
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	60/30	16	1	5,6	5,4	5,6	5,4	5,6	5,6	4,4	414	105		395	104		35%	0	
VALE ESCURO	Lisboa	60/10	40	2	25,9	19,5	25,9	19,5	25,9	25,9	9,9	1 515	204		1 291	199		65%	0	
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	3,2	4,5	3,2	4,5	4,5	4,5	5,7	423	149		231	115		25%	0	
VALE SERRÃO	Proença-a-Nova	60/30	6,5	1	2,0	3,7	3,4	3,7	3,4	3,7	2,0	370	60		340	59		56%	0	
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	23,7	22,9	24,3	23,3	23,7	24,3	32,2	1 970	517		1 739	243		39%	0	
VALENÇA	Valença	60/15	40	2	11,8	11,2	11,8	11,2	11,8	11,8	22,6	273	171		105	70		30%	0	
VALONGO	Valongo	60/15	63	2	38,3	33,7	39,5	33,7	38,3	39,5	17,8	1 591	438		939	214		62%	0	
VALPAÇOS	Valpaços	60/15	15	1	8,8	6,1	8,8	6,1	8,8	8,8	0,0	555	148		131	80		61%	0	
VAROSA	Lamego	60/30	45	2	-24,1	15,8	23,9	17,7	-24,1	23,9	16,2	2 460	352		2 057	229		54%	0	
VÁRZEA	Covilhã	60/15	31,5	1	21,6	15,6	21,6	15,6	21,6	21,6	2,0	1 317	225		786	202		69%	0	
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	60/10	40	2	15,5	12,0	16,0	12,3	15,5	16,0	13,9	744	323		261	137		40%	0	
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	60/10	40	2	18,5	13,4	18,5	13,4	18,5	18,5	14,0	1 691	248		1 346	239		46%	0	
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	60/30/15	61	3	20,4	14,2	22,9	18,4	20,4	22,9	34,5	1 222	343	187	603	171	162	35%	0	
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	60/30/15	40	2	12,8	-9,7	12,8	10,0	12,8	12,8	21,4	178	103	392	131	85	69	32%	0	
VENTEIRA	Amadora	60/10	40	1	12,5	10,5	12,5	10,5	12,5	12,5	6,5	1 717	253		1 629	251		31%	0	
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	36,7	28,3	36,7	28,3	36,7	36,7	20,3	1 807	465		1 244	250		59%	0	
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	60/30	20	1	9,0	7,9	9,1	8,5	9,0	9,1	9,0	258	119		244	116		45%	0	
VIDAGO	Chaves	60/15	30	2	10,0	9,4	10,8	10,1	10,0	10,8	16,1	373	178		354	116		35%	0	
VILA CHÃ	Barreiro	60/15	20	1	9,5	6,2	9,5	6,2	9,5	9,5	5,6	1 012	183		917	180		48%	0	
VILA DA PONTE	Montalegre	60/15	10	1	2,6	-2,0	3,0	2,2	2,6	3,0	2,2	409	104		170	77		27%	0	
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	60/30	31,5	1	15,5	15,5	17,5	16,7	15,5	17,5	0,1	303	148		199	120		51%	0	
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	60/15	20	1	-8,9	-8,4	5,3	6,1	-8,9	6,1	4,2	273	126		215	112		46%	0	
VILA DO CONDE	Vila do Conde	60/15	63	2	35,2	27,0	37,5	28,8	35,2	37,5	19,6	1 207	382		263	136		56%	0	
VILA MOREIRA	Alcanena	60/30	40	2	21,2	18,0	21,2	18,0	21,2	21,2	12,9	585	260		340	139		54%	0	
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	60/15	20	1	8,7	8,1	9,0	8,5	8,7	9,0	1,1	371	110		253	110		44%	0	
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	42,0	31,8	42,0	31,8	42,0	42,0	15,1	1 932	475		1 345	254		67%	0	
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	60/30/15	40	2	9,2	7,1	12,2	9,8	9,2	12,2	24,6	266	125	92	260	124	91	24%	0	
VILA ROBIM	Figueira da Foz	60/15	40	2	13,8	10,2	14,3	10,8	13,8	14,3	22,2	925	293		393	141		35%	0	
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Ródão	60/30	20	1	-5,3	-6,2	2,0	1,9	-6,2	2,0	4,7	497	153		285	125		32%	0	
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	60/15	40	2	12,4	10,8	12,4	10,8	12,4	12,4	23,1	288	177		133	84		32%	0	
VILAMOURA	Loulé	60/15	63	2	20,1	26,7	20,1	26,7	26,7	26,7	30,4	1 101	365		591	183		44%	0	
VILAMOURA B	Loulé	60/15	31,5	1	12,5	18,7	12,5	18,7	18,7	18,7	10,0	766	201		367	157		61%	0	
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	43,8	32,4	43,8	32,4	43,8	43,8	13,2	2 349	492		1 841	265		70%	0	
VISEU	Viseu	60/15	31,5	1	13,4	9,1	13,4	9,1	13,4	13,4	15,2	1 060	224		740	205		43%	0	
VISO	Viseu	60/15	80	2	36,5	28,9	39,3	32,9	36,5	39,3	33,9	1 256	414		833	226		46%	0	
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	60/15	40	2	20,5	18,4	20,5	18,4	20,5	20,5	17,0	1 327	325		608	160		53%	0	
VITÓRIA	Porto	60/15	63	2	25,0	22,1	25,0	22,1	25,0	25,0	32,6	1 424	397		1 204	224		40%	0	
VOUZELA	Vouzela	60/15	40	2	17,7	14,7	18,2	15,2	17,7	18,2	15,8	596	287		520	181		45%	0	
ZAMBUJAL	Lisboa	60/10	80	2	30,0	27,1	30,0	27,1	30,0	30,0	42,7	2 253	474		1 948	257		38%	0	

Página em branco

**ANEXO B.1.3.2 –  
CARACTERIZAÇÃO DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025**

Página em branco



Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
ABÓBODA	Cascais	60/10	40	2	17,5	12,0	17,6	12,2	17,5	17,6	18,6	1661	446		1576	245		44%	0
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	60/30	20	1	7,7	6,7	7,7	7,3	7,7	7,7	6,3	2171	202		1982	200		39%	0
AEROPORTO	Lisboa	60/10	80	2	36,0	33,3	36,0	33,3	36,0	36,0	24,0	1991	472		1757	255		45%	0
ÁGUEDA	Águeda	60/15	63	2	35,0	35,0	38,1	35,2	35,0	38,1	19,5	2916	473		2215	252		56%	0
AGUIEIRA	Penacova	60/15	20	1	8,1	5,6	8,6	7,0	8,1	8,6	2,4	294	123	0	292	123		42%	0
ALAMEDA	Lisboa	60/10	40	1	27,6	21,6	27,6	21,6	27,6	27,6	8,8	1779	254		1715	252		70%	0
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	60/15	20	1	12,4	10,7	13,0	10,7	12,4	13,0	5,2	1704	342		1561	336		65%	0
ALBUFEIRA	Albufeira	60/15	63	2	30,5	39,6	30,5	40,1	39,6	40,1	13,5	1395	382		523	176		64%	0
ALCÁÇER DO SAL	Alcáçer do Sal	60/30	20	1	9,4	7,7	9,4	8,1	9,4	9,4	8,8	209	113		205	112		49%	0
ALCÁÇOVA	Elvas	60/30	63	2	29,4	24,7	29,5	25,0	29,4	29,5	18,5	581	285		402	165		47%	0
ALCAINS	Castelo Branco	60/30/15	31,5	1	9,3	8,8	9,3	8,8	9,3	9,3	4,7	483	250	174	481	250	121	30%	0
ALCANEDE	Santarém	60/30	20	1	17,7	16,9	17,7	16,9	17,7	17,7	0,4	528	150		515	149		90%	537
ALCOBAÇA	Alcobaça	60/30	31,5	1	17,0	13,9	17,0	13,9	17,0	17,0	1,2	472	175		267	137		55%	0
ALCOITÃO	Cascais	60/10	40	2	25,0	20,6	25,0	20,6	25,0	25,0	11,2	1556	390		1211	197		63%	0
ALDEIA NOVA	Castro Marim	60/15	40	2	18,0	23,8	18,0	23,8	23,8	23,8	12,4	426	148		172	99		61%	0
ALEGRIA	Coimbra	60/15	63	2	31,6	23,0	31,6	23,0	31,6	31,6	25,6	1308	381		958	210		51%	0
ALFARELOS	Soure	60/15	20	1	11,5	8,3	11,5	8,4	11,5	11,5	0,0	622	141		375	141		58%	0
ALFENA	Valongo	60/15	63	2	33,5	25,6	33,5	25,6	33,5	33,5	23,2	1481	412		1428	252		55%	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	60/30/10	61,5	2	38,6	26,6	39,8	28,2	38,6	39,8	17,2	890	390	216	544	193	145	66%	0
ALJEZUR	Aljezur	60/15	10	1	4,5	4,2	4,5	4,2	4,5	4,5	4,6	247	87		244	86		45%	0
ALJUSTREL	Aljustrel	60/30/15	48	2	14,3	15,7	14,3	15,8	15,7	15,8	23,8	728	326	208	160	99	74	27%	0
ALMANCIL	Loulé	60/15	31,5	1	14,6	20,2	14,6	20,2	20,2	20,2	0,0	1087	221		508	180		66%	0
ALMEIRIM	Almeirim	60/30	40	2	17,8	20,0	18,0	20,3	20,0	20,3	16,0	744	284	189	449	152	99	51%	0
ALMODÓVAR	Almodóvar	60/15	5	1	2,8	1,9	2,8	1,9	2,8	2,8	0,2	287	54		294	54		58%	0
ALMOUROL	Vila Nova da Barquinha	60/30	20	1	13,6	12,9	14,3	13,2	13,6	14,3	3,8	785	184		316	137		68%	0
ALPALHÃO	Nisa	60/30	20	1	10,5	7,3	10,5	7,3	10,5	10,5	4,5	556	159		165	96		53%	0
ALPIARCA	Alpiarça	60/30	20	1	7,9	9,4	7,9	9,4	9,4	9,4	6,7	412	144		302	128		47%	0
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	60/30	10	1	5,3	4,6	5,5	4,9	5,3	5,5	3,5	122	65		104	59		53%	0
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	60/15	40	2	17,6	15,1	17,6	15,1	17,6	17,6	18,6	1884	359		1054	183		44%	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	60/10	40	1	7,9	4,9	7,9	4,9	7,9	7,9	7,1	2397	268		2277	266		20%	0
ALVAIÁZERE	Alvaiázere	60/15	31,5	1	-19,3	-16,2	2,6	2,0	-19,3	2,6	18,6	480	173		255	133		65%	0
ALVELOS	Barcelos	60/15	63	2	34,7	31,4	42,6	39,3	34,7	42,6	16,7	1038	358		466	171		58%	0
AMARANTE	Amarante	60/15	40	2	25,4	20,6	27,1	21,8	25,4	27,1	9,8	675	263		209	155		65%	0
AMARELEJA	Moura	60/30	20	1	4,9	5,0	4,9	5,0	5,0	5,0	13,2	337	135		330	134		25%	0
AMARES	Amares	60/15	63	2	24,6	20,2	25,7	20,8	24,6	25,7	31,3	658	305		284	142		40%	0
AMIEIRA	Matosinhos	60/15	60	2	25,5	17,8	27,0	20,7	25,5	27,0	28,4	1514	385		1305	243		43%	0
AMOREIRAS	Lisboa	60/10	40	2	29,2	25,6	29,2	25,6	29,2	29,2	7,2	1829	356		1763	192		74%	16
ANAIÁ	Loures	60/30/10	51,5	2	19,9	16,2	21,9	18,5	19,9	21,9	17,4	1127	308	240	952	216	126	39%	0
ÂNCORA	Carninha	60/15	20	1	8,0	7,1	8,0	7,1	8,0	8,0	2,1	673	162		263	118		41%	0
ANDRINHOS	Leiria	60/30/15	100	3	31,7	26,0	36,0	29,9	31,7	36,0	55,7	1027	193	382	484	159	184	32%	0
ANTANHOL	Coimbra	60/15	31,5	1	13,9	7,6	13,9	7,6	13,9	13,9	0,0	1766	242		744	204		44%	0
ANTAS	Porto	60/15	91,5	3	38,7	30,6	38,7	30,6	38,7	38,7	43,9	1717	636		1371	292		42%	0
ARADA	Ovar	60/15	63	2	25,2	21,6	25,2	21,6	25,2	25,2	34,0	977	361		935	207		40%	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	60/10	60	2	24,6	21,3	24,6	21,3	24,6	24,6	12,1	2025	199		973	180		41%	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	60/15	50	2	28,1	22,6	28,1	22,6	28,1	28,1	18,1	1223	321		1186	184		56%	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	60/30/10	51,5	2	9,7	12,0	9,7	12,0	12,0	12,0	22,5	1353	411	240	974	232	166	23%	0
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	60/15	63	2	22,1	32,8	22,1	32,8	32,8	32,8	16,6	922	335		563	179		54%	0
AROEIRA	Almada	60/15	40	2	25,4	16,2	25,6	16,5	25,4	25,6	10,6	1607	344		1078	183		64%	0
AROUCA	Arouca	60/15	15	1	7,7	5,7	9,3	7,0	7,7	9,3	0,0	351	92		346	80		52%	0
ARROJA	Odivelas	60/10	63	2	33,6	19,5	33,6	19,5	33,6	33,6	19,9	1598	417		520	182		54%	0
ARRONCHES	Arronches	60/30	20	1	5,8	4,6	5,8	4,6	5,8	5,8	6,2	585	164		202	107		29%	0
ATOUGUIA	Peniche	60/30/15	71,5	3	27,8	25,6	27,8	25,6	27,8	27,8	38,0	525	183	248	240	130	116	40%	0
AVANCA	Estarreja	60/15	40	2	14,1	10,4	15,6	13,2	14,1	15,6	22,1	2600	363		2317	196		36%	0
AVEIRO	Aveiro	60/15	63	2	31,1	23,7	31,1	23,8	31,1	31,1	26,4	1591	420		1182	230		49%	0
AZOIA	Leiria	60/30/15	51,5	2	21,9	19,4	21,9	19,4	21,9	21,9	25,7	2096	213	247	1598	206	238	44%	0
BARCARENA	Oeiras	60/10	40	1	9,6	9,2	9,6	9,2	9,6	9,6	21,9	907	227		893	226		25%	0
BARREIRO	Barreiro	60/15	63	2	33,3	17,3	33,3	17,3	33,3	33,3	22,0	952	341		559	181		53%	0
BARRO	Águeda	60/15	63	2	28,9	25,6	28,9	25,6	28,9	28,9	31,8	1778	418		1495	234		46%	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	60/15	63	2	45,2	36,6	45,2	36,6	45,2	45,2	15,3	1149	367		1135	223		76%	28
BEJA	Beja	60/30/15	63	2	31,0	26,1	31,0	26,1	31,0	31,0	22,6	668	402	253	316	195	147	49%	0
BELMONTE	Belmonte	60/15	20	2	5,5	4,6	5,8	4,6	5,5	5,8	12,5	692	195		235	86		29%	0
BELVER	Mação	60/30	10	1	7,3	5,7	7,4	5,9	7,3	7,4	1,7	592	110		543	101		73%	13
BENAVENTE	Benavente	60/30	20	1	6,7	7,7	6,7	7,7	7,7	7,7	8,4	493	153		108	73		39%	0
BIRRE	Cascais	60/10	63	2	32,6	21,8	32,6	21,8	32,6	32,6	21,8	862	375		807	211		52%	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	60/10	60	2	28,8	26,1	28,8	26,1	28,8	28,8	8,2	1396	239		1099	230		49%	0
BOAVISTA (PORTO)	Porto	60/15	80	2	44,5	34,2	44,5	34,2	44,5	44,5	28,7	2110	538		1960	305		56%	0
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	60/10	20	2	7,3	6,7	7,3	6,7	7,3	7,3	11,3	449	175		320	99		38%	0
BORBA	Borba	60/15	20	1	6,2	4,8	6,2	4,8	6,2	6,2	3,9	573	165		124	81		32%	0
BRACIAIS	Faro	60/15	40	2	18,9	20,3	18,9	20,3	20,3	20,3	16,0	1195	195		598	166		53%	0
BRAGA	Braga	60/15	63	2	33,3	27,6	33,3	27,6	33,3	33,3	23,4	1192	232		894	211		53%	0
BRAGAÇA	Bragaça	60/30	63	2	29,6	20,5	32,6	20,6	29,6	32,6	17,8	428	247		226	128		48%	0
BRASIL	Setúbal	60/15	40	2	22,8	18,2	23,2	19,6	22,8	23,2	13,1	2179	377		2019	201		57%	0
BRINCHES	Serpa	60/30	31,5	1	5,1	14,8	5,1	14,8	14,8	14,8	5,7	481	176		221	125		49%	0
BUSTELO	Penafiel	60/15	40	2	23,7	17,1	23,7	17,1	23,7	23,7	12,3	737	279		508	151		60%	0
BUSTOS	Oliveira do Bairro	60/15	40	2	25,3	21,5	25,3	21,5	25,3	25,3									

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
CAMPO ALEGRE	Porto	60/15	90	3	38,9	33,0	38,9	33,0	38,9	38,9	45,1	1795	724		1685	326		44%	0	
CANDOSA	Tábua	60/15	51,5	2	14,1	12,0	15,5	12,1	14,1	15,5	24,0	818	309		557	162		29%	0	
CANEÇAS	Odivelas	60/10	20	1	12,1	7,7	12,1	7,7	12,1	12,1	4,9	611	197		600	196		61%	0	
CANIÇADA	Vieira do Minho	60/15	20	1	6,8	7,0	7,7	7,2	7,0	7,7	2,8	509	151		327	130		38%	0	
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	37,9	34,4	45,7	38,9	37,9	45,7	11,1	1466	408		964	215		60%	0	
CANTANHEDE	Cantanhede	60/15	60	2	17,3	14,4	17,3	14,4	17,3	17,3	26,8	625	286		285	125		29%	0	
CAPA ROTA	Sintra	60/10	40	2	16,7	15,3	16,7	15,3	16,7	16,7	19,5	1596	351		718	172		42%	0	
CAPARIDE	Cascais	60/10	40	1	21,2	16,1	21,2	16,1	21,2	21,2	5,6	1385	249		1340	247		57%	0	
CARNEIRO	Amarante	60/15	20	1	7,5	6,0	9,5	6,8	7,5	9,5	0,0	332	157		270	142		38%	0	
CARRASCAL	Benavente	60/30	40	2	24,7	20,1	24,7	20,1	24,7	24,7	11,3	996	297		840	169		62%	0	
CARRASCAL	Palmeira	60/30/15	51,5	2	16,7	10,6	16,7	10,6	16,7	16,7	14,6	1449	340	322		332	138	150	33%	0
CARRÉGAL DO SAL	Carregal do Sal	60/15	20	1	7,6	6,1	7,6	6,1	7,6	7,6	1,6	381	141		312	130		40%	0	
CARRÉGOSA	Oliveira de Azeméis	60/15	31,5	1	17,2	16,8	20,2	20,1	17,2	20,2	0,0	1383	228		1203	223		55%	0	
CARTAXO NORTE	Cartaxo	60/15	20	1	11,2	7,1	11,2	7,1	11,2	11,2	2,0	548	160		468	153		57%	0	
CASAL DA AREIA	Alcofoba	60/30/15	40	3	17,6	18,3	21,3	19,2	17,6	21,3	16,2	560	202		109	377	174	98	46%	0
CASAL DA LEBRE	Marinhã Grande	60/30/15	51,5	2	31,6	25,5	33,4	26,5	31,6	33,4	9,7	1369	415	92		834	213	78	63%	0
CASAL DE CINZA	Guarda	60/15	31,5	1	8,3	7,6	8,3	7,6	8,3	8,3	12,8	955	216		581	189		27%	0	
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	60/10	80	2	34,9	23,4	35,9	24,3	34,9	35,9	31,8	2353	481		2197	261		44%	0	
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	60/10	20	2	16,7	13,2	16,7	13,2	16,7	16,7	1,3	760	192		455	100		84%	123	
CASCAIS	Cascais	60/10	40	1	16,6	10,6	16,6	10,6	16,6	16,6	0,5	1274	281		1194	277		42%	0	
CASTRO DAIRE	Castro Daire	60/30	15	1	7,6	6,4	8,8	6,9	7,6	8,8	3,9	350	142		198	108		51%	0	
CASTRO MARIM	Castro Marim	60/15	20	1	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	7,8	396	163		186	113		13%	0	
CELA	Alcofoba	60/30	31,5	1	11,4	10,5	11,7	10,5	11,4	11,7	13,6	342	154		193	115		37%	0	
CELORICO	Celorico da Beira	60/15	20	2	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	16,6	2137	244		340	98		34%	0	
CENTRAL TEJO	Lisboa	60/10	80	2	32,4	28,8	33,8	30,2	32,4	33,8	31,2	1584	225		870	222		41%	0	
CERÂMICA	Arraiolos	60/30/15	20	1	7,0	-6,3	7,0	5,5	7,0	7,0	11,1	541	163	111		524	161	110	35%	0
CERDEIRA	Sabugal	60/15	10	1	5,6	4,3	5,6	4,3	5,6	5,6	0,3	357	148		288	134		56%	0	
CHAVES	Chaves	60/15	60	2	29,4	19,9	30,1	20,2	29,4	30,1	10,6	758	379		731	247		50%	0	
CHEGANÇAS	Alenquer	60/30	20	1	-14,1	-13,7	11,3	10,2	-14,1	11,3	6,9	749	162		716	160		71%	3	
COINA	Barreiro	60/30/15	71,5	2	34,3	26,3	34,3	26,3	34,3	34,3	21,9	1823	678	430		363	177	129	48%	0
COLOMBO	Lisboa	60/10	40	2	24,8	24,3	26,3	25,3	24,8	26,3	9,9	1922	207		1323	200		62%	0	
COMPORTA	Alcácer do Sal	60/30	20	1	-9,6	12,0	6,1	12,0	12,0	12,0	6,3	162	96		153	93		61%	0	
CONCEIÇÃO	Tavira	60/15	20	1	6,0	6,3	6,0	6,3	6,3	6,3	12,3	519	158		270	124		32%	0	
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	60/30/15	40	2	14,9	12,3	14,9	12,4	14,9	14,9	22,3	634	83	272		624	70	168	38%	0
CORRENTE	Coimbra	60/15	31,5	1	18,8	12,3	18,8	12,3	18,8	18,8	7,6	1762	218		1336	210		60%	0	
CORUCHE	Coruche	60/30	40	2	13,6	12,6	13,6	12,9	13,6	13,6	22,5	312	182		146	88		34%	0	
COSTA DA CAPARICA	Almada	60/15	31,5	1	18,7	12,9	18,7	12,9	18,7	18,7	4,4	1333	223		1249	220		60%	0	
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	60/30	40	2	19,3	21,6	19,3	21,7	19,3	21,7	12,1	709	273		416	145		55%	0	
CUSTÓDIAS	Matosinhos	60/15	80	2	34,5	27,5	34,5	27,5	34,5	34,5	37,7	2640	81		2407	268		43%	0	
DEVEJA VELHA	São João da Madeira	60/15	63	2	37,6	33,3	37,6	33,3	37,6	37,6	24,4	1265	370		1183	217		63%	0	
ENTRECAMPOS	Lisboa	60/10	80	4	28,6	27,2	28,6	27,2	28,6	28,6	44,1	2006	214		1888	211		36%	0	
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	60/15	63	2	34,3	26,4	36,0	27,2	34,3	36,0	21,1	1344	426		557	180		55%	0	
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	60/30/15	40	2	24,2	21,5	26,4	22,4	24,2	26,4	8,7	1196	313	133		774	167	68	61%	0
ERMAL	Vieira do Minho	60/15	40	2	10,4	9,1	12,5	9,6	10,4	12,5	24,9	375	198		341	127		27%	0	
ESGUEIRA	Aveiro	60/15	63	2	29,2	26,3	30,4	26,8	29,2	30,4	26,7	1856	447		1313	242		47%	0	
ESPADANAL	Azambuja	60/30/15	40	2	18,8	19,1	18,8	19,1	19,1	19,1	11,8	939	301	104		286	125	70	49%	0
ESPINHO	Espinho	60/15	63	2	26,5	19,5	27,2	20,2	26,5	27,2	30,8	1838	466		1636	263		43%	0	
ESTORIL	Cascais	60/10	40	2	28,1	24,4	28,1	24,4	28,1	28,1	8,2	1222	370		1146	186		71%	15	
ESTREMOZ	Estremoz	60/30/15	51,5	2	12,0	-11,2	12,1	9,0	12,0	12,1	22,0	1048	418	333		249	103	70	23%	0
ÉVORA	Évora	60/15	63	2	41,6	29,5	41,6	29,5	41,6	41,6	8,8	502	178		435	170		66%	0	
EXPO NORTE	Lisboa	60/10	40	2	19,8	19,1	21,3	19,4	19,8	21,3	12,7	2421	377		2083	199		50%	0	
EXPO SUL	Lisboa	60/10	60	2	27,9	27,0	27,9	27,0	27,9	27,9	7,1	1888	198		1062	183		47%	0	
FAFE	Fafe	60/15	63	2	26,6	22,3	28,3	22,4	26,6	28,3	27,1	1371	431		731	220		42%	0	
FANHÕES	Loures	60/10	40	2	-30,4	-29,5	10,3	7,4	-30,4	10,3	21,4	3005	405		2757	216		78%	52	
FÂNZERES	Gondomar	60/15	63	2	47,9	32,3	47,9	32,3	47,9	47,9	9,6	1384	385		1360	223		77%	8	
FARO	Faro	60/15	63	2	18,4	19,4	18,4	19,4	19,4	19,4	34,1	876	210		503	179		32%	0	
FÁTIMA	Ourém	60/30	40	2	25,1	22,3	25,1	22,4	25,1	25,1	11,1	771	293		337	136	76	63%	0	
FEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	21,4	14,6	21,4	15,6	21,4	21,4	0,7	1276	225		1203	223		69%	0	
FEITOSA	Ponte de Lima	60/15	40	2	20,8	18,0	21,0	18,1	20,8	21,0	16,1	392	209		373	139		53%	0	
FELGUEIRAS	Felgueiras	60/15	63	2	37,9	31,3	39,3	31,6	37,9	39,3	18,7	949	351		659	303		62%	0	
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	60/15	40	2	13,5	12,7	16,2	13,6	13,5	16,2	17,3	831	435		198	105		37%	0	
FERRIEIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	60/30	20	1	9,6	10,5	9,6	10,7	10,5	10,7	7,5	1211	187		223	112		54%	0	
FIGUEIRINHA	Oeiras	60/10	80	2	34,4	23,3	34,4	23,3	34,4	34,4	34,8	893	401		796	217		43%	0	
FOGUETEIRO	Seixal	60/15	63	2	37,2	28,2	39,1	30,1	37,2	39,1	14,5	1890	442		1739	242		59%	0	
FONTEAINHAS	Santarém	60/30/15	63	2	20,6	17,3	20,6	17,3	20,6	20,6	36,0	1577	419	108		1463	234	90	33%	0
FONTE BOA	Esposende	60/15	40	2	29,2	27,2	31,4	29,3	29,2	31,4	4,6	746	240		518	131		73%	5	
FORNOS	Castelo de Paiva	60/15	20	1	-9,8	9,9	12,4	10,6	9,9	12,4	0,0	945	175		925	175		53%	0	
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	60/30/15	20	1	11,2	11,2	13,2	12,5	11,2	13,2	0,0	711	116	175		403	148	103	68%	0
FRONHAS	Arganil	60/15	20	1	5,0	4,6	5,3	4,8	5,0	5,3	5,4	286	123		317	129		26%	0	
FUNDAO	Fundão	60/15	40	2	15,6	12,9	18,6	14,5	15,6	18,6	15,2	1058	317		576	163		39%	0	
GAFANHA	Ílhavo	60/15	51,5	2	26,6	26,2	26,6	26,2	26,6	26,6	20,1	1035	321		812	191		53%	0	
GAGO COUTINHO	Lisboa	60/10	40	1	22,2	18,0	22,2	18,0	22,2	22,2	14,0	1655	257		1496	252		56%	0	
GALA	Figueira da Foz	60/30	40	2	15,2	13,7	17,3	15,7	15,2	17,3	18,8	1536	354		965	186		38%	0	
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	6,9	7,1	6,9	7,1	7,1	7,1	6,4	307	1							

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
ÍLHAVO	Ílhavo	60/15	63	2	31,5	26,0	34,4	29,1	31,5	34,4	22,9	1753	539		928	211		51%	0	
INHA	Santa Maria da Feira	60/15	20	1	14,6	8,9	15,0	9,5	14,6	15,0	0,9	1188	181		1125	180		76%	15	
JANAS	Sintra	60/10	40	2	17,7	12,1	17,7	12,1	17,7	17,7	13,2	795	338		530	190		45%	0	
JORJAIS	Vila Real	60/30	31,5	1	-31,4	-20,6	9,9	6,6	-31,4	9,9	5,8	741	232		242	132		100%	560	
JOVIM	Gondomar	60/15	40	2	26,4	19,7	26,4	19,7	26,4	26,4	9,6	633	256		628	160		67%	0	
LAGOA	Lagoa	60/15	40	2	21,3	23,3	21,3	23,3	23,3	23,3	12,8	663	283		545	158		59%	0	
LAGOS	Lagos	60/15	63	2	27,2	28,8	27,2	28,8	28,8	28,8	14,3	657	303		420	173		47%	0	
LAMAÇÕES	Braga	60/15	63	2	37,4	31,7	37,4	31,7	37,4	37,4	19,9	1312	392		907	213		60%	0	
LAMAS	Braga	60/15	63	2	24,6	26,3	24,6	26,3	26,3	26,3	30,4	1071	370		823	209		42%	0	
LAMEGO	Lamego	60/30	31,5	1	-24,1	17,2	23,6	19,3	-24,1	23,6	0,0	982	219		900	215		77%	44	
LAMEIRINHO	Guimarães	60/15	40	2	16,8	14,2	18,9	17,0	16,8	18,9	18,9	1370	337		804	173		44%	0	
LANHESES	Viana do Castelo	60/15	20	1	8,3	6,7	8,3	6,7	8,3	8,3	1,8	747	174		680	170		42%	0	
LAPA	Porto	60/15	63	2	25,0	18,9	25,0	18,9	25,0	25,0	32,5	1453	235		1418	234		40%	0	
LARANJEIRO	Almada	60/15	80	2	41,6	26,0	41,6	26,0	41,6	41,6	24,0	1071	441		1009	266		52%	0	
LEIÃO	Oeiras	60/10	40	2	23,9	20,7	23,9	20,7	23,9	23,9	12,4	1109	316		770	172		60%	0	
LIJO	Barcelos	60/15	31,5	1	20,1	16,2	22,4	19,3	20,1	22,4	0,0	1172	224		491	178		64%	0	
LINDOSO	Ponte da Barca	130/60/-	60	1								248			244				0	
LORDELO	Parades	60/15	63	2	27,8	24,0	27,8	24,0	27,8	27,8	31,2	1300	324		715	203		46%	0	
LORIGA	Seia	60/15	5	1	1,9	1,4	1,9	1,4	1,9	1,9	0,2	537	51		389	49		39%	0	
LOULÉ	Loulé	60/15	40	2	23,3	19,0	23,3	19,0	23,3	23,3	12,7	451	74		451	146		58%	0	
LOURES	Loures	60/10	63	2	25,3	22,6	26,6	22,7	25,3	26,6	21,8	837	343		623	198		40%	0	
LOURIÇAL	Pombal	60/30	20	1	8,8	8,3	8,8	8,3	8,8	8,8	4,5	1954	271		531	198		45%	0	
LOURINHÃ	Lourinhã	60/30	51,5	2	16,8	13,2	19,3	14,1	16,8	19,3	22,9	316	197		253	120		34%	0	
LOUSÃ	Lousã	60/15	40	2	17,3	12,0	17,7	12,1	17,3	17,7	18,4	834	299		433	149		44%	0	
LOUSADA	Lousada	60/15	31,5	1	15,8	11,8	16,2	12,2	15,8	16,2	1,4	536	182		403	164		50%	0	
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	46,1	41,2	46,1	42,7	46,1	46,1	22,9	1129	363		771	199		75%	0	
LOUSAL	Grândola	60/30	20	1	5,3	5,4	5,3	5,4	5,4	5,4	4,8	271	124		267	123		27%	0	
LUZ	Lisboa	60/10	80	2	31,8	23,8	31,8	23,8	31,8	31,8	30,7	2041	255		1247	239		40%	0	
MACEDO DE CAVALZEIROS	Macedo de Cavaleiros	60/30	35	2	15,9	12,8	16,3	13,1	15,9	16,3	15,5	563	162		189	91		46%	0	
MAFRA	Mafra	60/10	40	2	16,6	12,2	20,1	15,4	16,6	20,1	16,3	743	326		263	138		43%	0	
MAIA	Maia	60/15	94,5	3	59,9	50,2	62,9	56,0	59,9	62,9	24,1	3009	700		2794	284		64%	0	
MANGUALDE	Mangualde	60/15	40	2	6,9	6,8	7,2	7,4	6,9	7,4	30,3	413	245		404	172		18%	0	
MANTEIGAS	Manteigas	60/15	10	1	3,8	2,9	3,8	2,9	3,8	3,8	0,4	382	100		326	100		39%	0	
MARANHÃO	Avis	60/30	20	1	8,3	14,8	8,6	15,7	14,8	15,7	1,3	245	117		126	81		79%	16	
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	60/15	40	2	28,8	22,4	31,0	23,1	28,8	31,0	6,2	908	297		486	152		74%	9	
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	36,2	29,9	36,4	30,1	36,2	36,4	20,8	1121	378		674	201		58%	0	
MARVÃO	Mêda	60/30	10	1	6,4	5,1	6,5	5,1	6,4	6,5	2,5	549	107		537	106		64%	0	
MARVILA	Lisboa	60/10	80	2	27,5	23,0	27,5	23,0	27,5	27,5	34,5	1720	258		1107	238		35%	0	
MATAGÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	21,1	19,3	25,6	23,0	21,1	25,6	31,9	1350	394		656	196		35%	0	
MATOSINHOS	Matosinhos	60/15	63	2	33,0	24,9	33,0	24,9	33,0	33,0	25,7	2225	499		2057	278		54%	0	
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	60/15	31,5	1	14,0	10,7	16,2	14,8	14,0	16,2	0,0	1911	248		1786	246		45%	0	
MEIMOA	Penamacor	60/15	10	1	3,1	2,9	3,1	2,9	3,1	3,1	1,7	241	89		144	71		33%	0	
MEM MARTINS	Sintra	60/10	80	2	47,9	33,3	47,9	33,3	47,9	47,9	21,1	1368	420		758	217		60%	0	
MERCADO	Loures	60/10	40	2	13,9	13,7	15,3	14,3	13,9	15,3	19,6	1440	337		546	157		35%	0	
MERCEANA	Alenquer	60/30	20	1	9,0	6,1	9,0	6,1	9,0	9,0	8,2	564	159		390	141		46%	0	
MEXEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	8,5	14,9	8,5	14,9	14,9	14,9	2,8	365	137		123	79		77%	806	
MINDELO	Vila do Conde	60/15	31,5	1	15,9	16,6	15,9	16,6	16,6	16,6	2,0	579	186		571	163		53%	0	
MIRA	Mira	60/15	21	1	11,2	9,4	11,2	9,4	11,2	11,2	0,0	676	164		258	118		56%	0	
MIRAFLORES	Oeiras	60/10	80	2	42,3	32,4	42,3	34,0	42,3	42,3	30,0	1716	457		1660	256		53%	0	
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	60/15	31,5	1	11,1	7,8	11,1	7,8	11,1	11,1	0,0	627	192		523	181		36%	0	
MIRANDELA	Mirandela	60/30	40	2	16,8	12,2	17,4	12,5	16,8	17,4	18,7	333	194		112	76		42%	0	
MOGADOURO	Mogadouro	60/30	25	2	12,5	9,1	12,6	9,4	12,5	12,6	9,9	871	233		829	147		50%	0	
MOGOFORES	Anadia	60/15	40	2	15,6	13,1	17,1	14,3	15,6	17,1	19,4	1560	344		1041	310		40%	0	
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	60/15	31,5	1	13,3	11,3	13,3	11,3	13,3	13,3	3,2	161	100		160	99		44%	0	
MOITA	Moita	60/15	63	2	22,5	16,8	23,7	17,5	22,5	23,7	31,2	923	220		439	173		36%	0	
MONCHIQUE	Monchique	60/15	10	1	-8,1	-5,7	3,7	3,9	-8,1	3,9	5,4	411	101		403	100		83%	478	
MONSERRATE	Viana do Castelo	60/15	31,5	1	14,9	11,8	15,3	12,3	14,9	15,3	0,7	779	204		678	197		47%	0	
MONTE DOS BURGOS	Porto	60/15	60	2	35,3	27,9	37,5	30,1	35,3	37,5	18,0	2202	556		2038	297		60%	0	
MONTE FEIO	Sines	60/30/15	63	2	12,6	10,3	14,4	10,7	12,6	14,4	39,5	1921	482	373	1155	236	184		20%	0
MONTECHORO	Albufeira	60/15	63	2	15,4	23,0	15,4	23,0	23,0	23,0	30,7	1199	232		578	188		38%	0	
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	60/30/15	40	2	14,6	11,1	14,6	11,1	14,6	14,6	19,1	509	161	102	194	105	65		37%	0
MONTIJO	Montijo	60/15	31,5	1	12,3	12,1	12,3	12,1	12,3	12,3	7,7	1358	234		324	153		39%	0	
MORGADE	Mortalegre	60/15	20	1	4,7	3,6	5,3	4,1	4,7	5,3	0,2	282	119		269	119		24%	0	
MORTÁGUA	Mortágua	60/15	30	2	12,5	7,7	12,9	8,5	12,5	12,9	7,3	345	180		224	85		42%	0	
MOSCAVIDE	Loures	60/30/10	51,5	2	34,4	27,2	34,4	27,2	34,4	34,4	6,3	2598	265		2301	262		67%	0	
MOSTEIRO	Vila do Conde	60/15	63	2	30,1	24,4	30,1	24,4	30,1	30,1	31,2	2102	454		1978	206	199		50%	0
MOURA	Moura	60/30	40	2	7,4	6,7	7,4	6,7	7,4	7,4	19,6	768	167		291	126		19%	0	
MURO	Trofa	60/15	63	2	24,7	25,4	28,3	25,4	28,3	28,3	30,3	1356	400		1277	80		42%	0	
MUTELA	Almada	60/15	40	2	21,2	16,0	21,2	16,0	21,2	21,2	13,1	1144	341		1077	194		53%	0	
NELAS	Nelas	60/15	20	1	12,6	10,9	12,9	11,0	12,6	12,9	0,0	525	181		462	173		63%	0	
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	11,2	8,9	11,2	8,9	11,2	11,2	4,5	2001	239		1758	235		36%	0	
NORTE	Lisboa	60/10	80	2	41,4	34,9	41,4	34,9	41,4	41,4	28,4	2139	264		1949	262		52%	0	
OLEIROS	Oleiros	60/15	31,5	1	-28,5	-18,6	5,5	5,9	-28,5	5,9	4,3	281	143		280	143		94%	1056	
OLHÃO	Olhão	60/15	40	2	25,9	23,8	25,9	23,8	25,9	25,9	6,5	1289	197		525	161		65%	0	
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	37,7	28,4	37,7	28,4	37,7	37,7	28,3	929	395		624	222		47%	0	
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	60/15																		

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
PALMILHEIRA	Valongo	60/15	63	2	29,6	21,6	29,8	21,7	29,6	29,8	27,9	2049	437		1996	245		47%	0
PAMPLHOSA	Mealhada	60/15	40	2	21,1	20,5	21,1	20,5	21,1	21,1	15,3	822	288		727	168		53%	0
PARANHOS	Porto	60/15	60	2	28,6	22,7	35,0	28,9	28,6	35,0	20,8	1525	523		1413	311		49%	0
PARCEIROS	Leiria	60/15	31,5	1	16,3	13,6	16,3	13,6	16,3	16,3	6,0	1364	194		291	128		52%	0
PAREDE	Cascais	60/10	40	2	27,8	16,4	27,8	16,4	27,8	27,8	8,5	835	334		776	179		70%	0
PARQUE	Lisboa	60/10	80	2	39,4	42,4	39,4	42,4	42,4	42,4	22,9	2065	258		1543	244		54%	0
PEDRÓGÃO	Pedrogão Grande	60/15	20	1	6,8	6,1	6,8	6,1	6,8	6,8	2,6	341	138		150	92		38%	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	45,2	32,0	45,2	32,0	45,2	45,2	14,3	2275	500		1931	276		73%	3
PEGÕES	Montijo	60/30/15	40	2	-12,8	-14,2	10,2	15,3	-14,2	15,3	12,7	509	241	113	269	124	78	36%	0
PENA	Lisboa	60/10	40	1	8,3	6,8	8,3	6,8	8,3	8,3	19,8	1272	244		1236	243		22%	0
PENIDE	Barcelos	60/15	63	2	21,8	17,9	23,4	18,7	21,8	23,4	37,3	1364	399		445	173		37%	0
PERO PINHEIRO	Sintra	60/10	40	2	18,2	16,0	18,2	16,0	18,2	18,2	17,0	1168	374		900	193		46%	0
PEVIDEM	Guimarães	60/15	70	3	27,5	24,0	35,3	30,6	27,5	35,3	28,1	1782	456		896	146		40%	0
PI ESTARREJA	Estarreja	60/15	31,5	1	18,6	15,8	18,6	15,8	18,6	18,6	6,6	1650	234		1722	232		64%	0
PINHAL NOVO	Palmela	60/15	31,5	1	11,3	7,8	11,3	7,9	11,3	11,3	3,3	1118	227		904	217		36%	0
PINHÃO	Aljô	60/30	31,5	1	12,6	10,3	12,9	10,6	12,6	12,9	1,7	341	207		146	115		40%	0
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	15,3	13,6	15,3	13,6	15,3	15,3	0,0	862	172		532	153		81%	117
PINHEL	Pinhel	60/15	20	2	7,2	6,8	7,3	6,8	7,2	7,3	13,9	212	122		210	122		45%	0
POLDRA	Aljezur	60/15	10	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	4,8	533	108		459	105		3%	0
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	27,0	23,4	32,7	27,9	27,0	32,7	9,3	1487	383		633	177		54%	0
PONTÃO	Ansião	60/15	40	2	11,9	8,6	12,0	9,1	11,9	12,0	25,5	746	182		314	139		31%	0
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	11,9	10,2	11,9	10,2	11,9	11,9	25,6	218	147		165	96		32%	0
PORTAGEM	Almada	60/15	80	2	22,2	17,9	23,6	19,8	22,2	23,6	37,1	1202	454		1127	271		29%	0
PORTALEGRE ZI	Portalegre	60/30	20	1	5,1	3,8	5,1	3,8	5,1	5,1	4,9	331	133		250	118		25%	0
PORTEIRINHOS	Almodôvar	60/30/15	40	2	11,7	8,2	11,9	8,5	11,7	11,9	3,5	475	133	119	210	100	92	29%	0
PORTEL	Portel	60/30	20	1	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	3,8	334	116		276	107		32%	0
PORTELAS	Lagos	60/15	20	1	8,8	9,3	8,8	9,3	9,3	9,3	9,0	683	171		329	136		48%	0
PORTIMÃO	Portimão	60/15	63	2	28,2	40,5	28,2	40,5	40,5	40,5	12,9	710	200		585	189		66%	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	60/15	52,5	2	19,9	18,8	21,3	20,6	19,9	21,3	26,2	1400	237		989	178		38%	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	60/30/10	114,5	4	35,3	27,0	39,3	33,4	35,3	39,3	63,7	1659	640	382	511	181	126	31%	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	60/10	40	2	26,9	23,1	26,9	23,1	26,9	26,9	9,6	1716	451		1648	247		68%	0
PRACANA	Mação	60/30	20	2	2,7	2,5	2,9	2,9	2,7	2,9	15,2	1248	220		976	118		14%	0
QUARTEIRA	Loulé	60/15	63	2	18,7	26,1	18,7	26,1	26,1	26,1	31,0	714	192		402	159		42%	0
QUELUZ	Sintra	60/10	40	2	23,5	14,2	23,5	14,2	23,5	23,5	12,8	2039	465		1920	252		59%	0
QUIMPARQUE	Barreiro	60/15	31,5	1	18,0	16,6	18,0	16,6	18,0	18,0	60,0	952	214	305	569	159	186	58%	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	60/10	40	2	25,6	18,3	25,6	18,3	25,6	25,6	10,6	892	353		593	196		64%	0
QUINTA DO ANJO	Palmela	60/15	20	1	10,5	6,8	10,5	6,9	10,5	10,5	3,6	1287	193		339	137		53%	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	60/15	63	2	26,2	16,1	26,2	16,1	26,2	26,2	25,0	1510	408		345	155		42%	0
RANHA	Pornbal	60/30	31,5	1	15,8	11,7	18,4	15,8	18,4	18,4	6,2	937	214		503	180		51%	0
RANHOLAS	Sintra	60/10	20	1	7,0	5,8	7,0	5,8	7,0	7,0	9,3	1131	226		879	214		36%	0
REBOLEIRA	Amadora	60/10	40	2	21,2	14,7	22,7	17,4	21,2	22,7	11,0	1905	385		1818	201		54%	0
REBORDOSA	Paredes	60/15	62	3	43,9	36,9	44,6	37,1	43,9	44,6	12,8	1378	445		1123	185		73%	18
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	60/30/15	20	1	12,4	11,5	12,4	11,5	12,4	12,4	5,8	234	123	95	150	95	77	62%	0
RELVINHA	Coimbra	60/15	80	2	24,2	20,0	24,9	21,7	24,2	24,9	46,1	1536	438		870	227		31%	0
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	46,4	38,7	46,5	40,0	46,4	46,5	11,8	1220	224		482	175		76%	55
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	24,8	25,4	24,8	25,4	25,4	25,4	9,2	1364	432		367	170		66%	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	44,0	37,1	46,9	41,4	44,0	46,9	12,8	922	349		884	212		71%	2
RIO MOURO	Sintra	60/10	40	2	29,4	22,7	29,4	22,7	29,4	29,4	6,9	1154	287		784	173		74%	9
ROUSSAS	Melgaço	60/15	20	1	4,9	3,9	4,9	3,9	4,9	4,9	0,0	101	68		100	67		25%	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	60/15	31,5	1	16,2	13,1	16,2	13,1	16,2	16,2	7,9	1658	244		400	169		54%	0
SABUGAL	Sabugal	60/15	15	1	-7,8	-8,4	6,9	5,1	-8,4	6,9	2,6	242	101		144	78		57%	0
SABUGO	Sintra	60/10	20	1	15,1	9,5	15,6	10,6	15,1	15,6	2,7	1500	251		699	208		77%	11
SADO	Setúbal	60/30	63	2	-13,5	-15,1	11,3	10,4	-15,1	11,3	27,8	472	426		856	210		24%	0
SANCHEIRA	Óbidos	60/30	40	2	18,6	17,0	18,9	17,1	18,6	18,9	16,5	1844	358		1342	184		47%	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	35,1	29,3	35,1	29,3	35,1	35,1	21,7	1529	420		1379	208		57%	0
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	8,7	7,5	8,7	7,5	8,7	8,7	4,6	1093	195		280	129		44%	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	60/15	80	2	50,3	39,4	50,3	39,4	50,3	50,3	23,3	2502	487		2263	266		64%	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	60/15	12,5	1	5,6	4,5	5,7	4,7	5,6	5,7	2,2	252	106		166	90		47%	0
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	60/15	40	1	13,5	10,6	13,5	10,6	13,5	13,5	6,6	1765	255		1582	251		34%	0
SANTA MARTA	Lisboa	60/10	80	4	31,2	28,8	31,2	29,6	31,2	31,2	41,7	1589	247		1181	199		39%	0
SANTA MARTA DE PORTUZELO	Viana do Castelo	60/15	63	2	23,6	19,1	23,6	19,1	23,6	23,6	33,1	1741	416		1309	225		37%	0
SANTANA	Sesimbra	60/15	40	2	19,3	16,8	19,3	16,8	19,3	19,3	15,3	900	299		414	146		49%	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	60/30	40	2	12,8	9,7	12,8	9,7	12,8	12,8	23,3	653	262		164	96		32%	0
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	60/15	31,5	1	18,1	14,4	18,1	14,4	18,1	18,1	0,0	668	194		549	182		58%	0
SANTO ANDRÉ	Santiago do Cacém	60/30/15	31,5	1	6,4	4,7	6,4	4,7	6,4	6,4	21,1	1298	369	223	1214	362	220	21%	0
SANTO ESTEVÃO	Benavente	60/30	20	1	5,5	4,4	5,5	4,4	5,5	5,5	4,5	478	151		109	73		27%	0
SANTO ONÓFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	16,6	13,6	16,6	13,6	16,6	16,6	0,0	676	199		193	115		53%	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINES	Silves	60/15	20	1	7,5	6,8	7,7	7,3	7,5	7,7	2,6	570	161		570	161		38%	0
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	20,2	19,7	20,0	20,2	20,5	20,2	37,5	943	493	343	329	202	149	33%	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	60/15	20	1	11,4	8,2	11,7	8,2	11,4	11,7	0,0	581	74		559	160		58%	0
SÃO CIRO	Lisboa	60/10	40	1	16,4	14,8	16,4	14,8	16,4	16,4	5,9	1628	254		1263	246		41%	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	60/30/15	63	2	45,8	32,0	48,5	35,3	45,8	48,5	10,7	1298	574	381	774	308	200	73%	3
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	24,1	19,1	24,1	19,1	24,1	24,1	35,9	1155	382		1063	225		39%	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	60/15	63	2	54,8	49,0	55,7	49,2	54,8	55,7	0,0	1615	414		1135	224		89%	321
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	29,9	22,7													

Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [KV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
SÁTÃO	Sátão	60/15	15	1	8,4	6,9	8,4	6,9	8,4	8,4	1,4	411	119		352	114		58%	0
SEIA	Seia	60/15	40	2	13,3	10,1	13,3	10,1	13,3	13,3	21,2	1678	359		1209	191		34%	0
SEIXAL	Seixal	60/15	40	2	23,4	15,6	23,4	15,6	23,4	23,4	11,6	1717	368		1590	198		59%	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	60/10	40	1	18,9	13,4	18,9	13,4	18,9	18,9	6,3	2779	272		2618	271		48%	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	60/30	20	1	6,5	6,0	6,5	6,0	6,5	6,5	0,8	246	119		241	117		33%	0
SERPA	Serpa	60/30/15	20	1	10,6	12,3	10,6	12,3	12,3	12,3	5,8	340	166	130	179	106	85	62%	0
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	21,5	17,5	21,5	17,5	21,5	21,5	36,4	1975	448		1748	261		35%	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	60/15	40	2	25,5	21,9	25,5	21,9	25,5	25,5	8,9	736	280		249	118		64%	0
SERTÁ	Sertã	60/15	32,5	2	9,6	8,0	11,2	10,9	9,6	11,2	14,1	218	146		193	109		30%	0
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	60/15	31,5	1	20,1	14,3	22,7	17,5	20,1	22,7	0,0	2120	247		1865	243		64%	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	60/15	20	1	7,6	6,6	9,2	6,8	7,6	9,2	1,6	685	160		661	158		41%	0
SILVES	Silves	60/15	20	1	8,4	8,1	8,4	8,1	8,4	8,4	9,7	769	177		769	177		42%	0
SINES ZILS	Sines	60/30	31,5	1	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	2,4	940	179		868	176		25%	0
SOBREDA	Almada	60/30/15	61,5	2	23,2	22,0	26,1	23,6	23,2	26,1	27,0	1200	311	298	939	119	126	38%	0
SOURCE	Soure	60/30	20	1	7,2	6,8	7,7	6,9	7,2	7,7	4,0	472	151		469	151		38%	0
SOLSA	Felgueiras	60/15	31,5	1	23,5	22,0	23,5	22,0	23,5	23,5	0,0	831	208		681	197		78%	194
SOUSEL	Sousel	60/30	20	1	1,3	2,5	1,3	2,5	2,5	2,5	7,5	759	171		93	66		12%	0
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	60/30	20	1	12,0	10,4	13,7	11,4	12,0	13,7	0,0	1682	200		1110	189		60%	0
TALAGUEIRA	Castelo Branco	60/30	63	2	33,3	26,4	34,3	28,6	33,3	34,3	22,4	1311	397		1186	225		53%	0
TAVEIRO	Coimbra	60/15	40	2	14,5	10,8	14,8	11,3	14,5	14,8	22,0	696	278		587	165		57%	0
TAVIRA	Tavira	60/15	2	18,6	21,5	18,6	21,5	21,5	21,5	21,5	14,7	706	175		348	140		55%	0
TELHEIRA	Vila Real	60/30	63	2	24,4	22,0	29,7	23,4	24,4	29,7	27,3	928	214		217	123		39%	0
TELHEIRAS	Lisboa	60/10	80	2	28,8	22,1	28,8	22,1	28,8	28,8	37,2	2592	267		1647	253		36%	0
TELHEIRO	Mafra	60/10	40	2	27,6	20,2	28,3	20,4	27,6	28,3	8,6	452	242		204	111		71%	2
TERENA	Alandroal	60/30/15	20	1	-8,3	-10,0	5,8	4,1	-10,0	5,8	5,1	173	103	82	165	100	80	54%	0
TERROA	Setúbal	60/15	40	2	17,1	11,3	17,1	11,3	17,1	17,1	16,1	2345	377		1836	199		45%	0
TOCHA	Cantanhede	60/15	20	1	12,3	10,5	12,5	10,5	12,3	12,5	1,1	334	134		272	123		64%	0
TONDELA	Tondela	60/15	51,5	2	22,7	22,2	22,9	22,2	22,7	22,9	10,0	272	181		268	130		44%	0
TORRE NATAL	Faro	60/15	40	2	15,5	14,3	15,5	14,4	15,5	15,5	18,8	1082	188		515	155		39%	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	23,2	21,0	25,1	21,3	23,2	25,1	10,9	1187	321		751	171		58%	0
TORTOSENDO	Covilhã	60/15	40	2	20,2	15,6	20,2	15,6	20,2	20,2	16,6	1538	357		746	178		52%	0
TOUVEDO	Ponte da Barca	60/15	20	1	10,9	9,9	10,9	9,9	10,9	10,9	6,2	194	100		192	99		59%	0
TRANCOOSO	Trancooso	60/15	10	1	5,7	4,7	5,7	4,7	5,7	5,7	0,0	478	106		150	72		60%	0
TROVISCOSO	Monção	60/15	30	2	15,2	11,7	15,2	11,7	15,2	15,2	11,4	129	89		128	55		53%	0
TUNES	Silves	60/15	31,5	1	13,3	15,2	13,3	15,2	15,2	15,2	5,2	1767	246		1767	246		51%	0
TURIZ	Vila Verde	60/15	31,5	1	24,5	19,6	24,5	19,6	24,5	24,5	0,0	1090	222		1063	221		79%	60
TURQUEL	Alcobaça	60/30	63	2	-24,3	-26,3	25,4	21,5	-26,3	25,4	29,7	553	278		247	141		44%	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	60/15	40	2	19,9	20,4	19,9	20,4	20,4	20,4	15,6	1320	337		1184	327		51%	0
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	60/30	16	1	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	8,2	432	106		417	105		11%	0
VALE ESCURO	Lisboa	60/10	40	2	26,2	19,8	26,2	19,8	26,2	26,2	9,5	1520	204		1301	199		66%	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	3,4	4,8	3,4	4,8	4,8	4,8	5,4	425	149		231	115		27%	0
VALE SERRÃO	Pronçesa-a-Nova	60/30	6,5	1	3,9	3,5	3,9	3,5	3,9	3,9	1,8	371	60		342	59		59%	0
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	23,1	21,6	25,6	24,5	23,1	25,6	30,9	1916	514		1706	242		39%	0
VALENÇA	Valença	60/15	40	2	12,6	11,9	12,6	12,0	12,6	12,6	21,8	278	173		206	109		32%	0
VALONGO	Valongo	60/15	63	2	40,5	35,6	41,6	35,6	40,5	41,6	15,7	1604	439		1545	242		65%	0
VALPAÇOS	Valpaços	60/15	35	2	9,5	6,6	9,4	6,6	9,5	9,4	23,4	607	259		157	121		28%	0
VAROSA	Lamego	60/30	45	2	-23,1	16,9	25,5	18,8	-23,1	25,5	14,6	2622	449		2112	230		52%	0
VÁRZEA	Covilhã	60/15	31,5	1	22,8	16,5	22,8	16,5	22,8	22,8	0,8	1405	227		824	204		72%	5
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	60/10	40	2	16,0	12,4	16,5	12,6	16,0	16,5	13,4	747	323		262	137		41%	0
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	60/10	40	2	18,2	13,2	18,2	13,2	18,2	18,2	14,3	1703	249		1365	240		46%	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	60/30/15	61	3	21,2	14,9	23,8	19,1	21,2	23,8	33,6	1022	326	182	631	173	164	36%	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	60/30/15	40	2	13,4	9,8	13,4	10,5	13,4	13,4	20,8	214	114	392	127	84	68	34%	0
VENTEIRA	Amadora	60/10	40	1	12,3	10,3	12,3	10,3	12,3	12,3	6,7	1729	254		1669	252		31%	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	37,9	29,2	37,9	29,2	37,9	37,9	19,3	1858	468		1657	263		61%	0
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	60/30	20	1	-13,8	-14,6	4,3	4,0	-14,6	4,3	13,8	245	116		229	113		75%	438
VIDAGO	Chaves	60/15	30	2	10,5	9,9	11,4	10,6	10,5	11,4	15,6	385	180		361	117		37%	0
VILA CHÁ	Barreiro	60/15	20	1	10,0	6,5	10,0	6,5	10,0	10,0	5,1	1025	184		932	181		50%	0
VILA DA PONTE	Montalegre	60/15	10	1	2,8	-2,0	3,1	2,3	2,8	3,1	2,0	409	104		173	78		29%	0
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	60/30	31,5	1	17,2	17,1	19,2	18,4	17,2	19,2	0,0	305	148		201	121		56%	0
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	60/15	20	1	-8,7	-8,2	5,6	6,4	-8,7	6,4	3,8	275	126		216	112		45%	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	60/15	63	2	37,8	28,9	40,1	30,8	37,8	40,1	17,5	1188	379		1173	225		60%	0
VILA FLOR	Vila Flor	60/30	20	1	9,1	9,3	9,1	9,3	9,3	9,3	0,8	697	168		120	78		47%	0
VILA MOREIRA	Alcanena	60/30	40	2	22,2	18,9	22,2	18,9	22,2	22,2	11,8	584	260		341	139		57%	0
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	60/15	20	1	9,3	8,7	9,7	9,1	9,3	9,7	0,5	379	143		257	121		47%	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	43,0	32,5	43,0	32,5	43,0	43,0	14,2	2036	480		1794	269		69%	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	60/30/15	40	2	10,3	9,0	13,4	10,7	10,3	13,4	23,4	266	125	92	261	124	92	26%	0
VILA ROBIM	Figueira da Foz	60/15	63	2	30,1	22,6	31,2	23,7	30,1	31,2	26,2	929	634		393	286		48%	0
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Ródão	60/30	20	1	-5,2	-6,1	2,2	2,1	-6,1	2,2	4,5	499	153		286	125		32%	0
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	60/15	40	2	-12,2	-12,3	12,5	10,9	-12,3	12,5	23,0	498	157		128	83		34%	0
VILAMOURA	Loulé	60/15	63	2	21,4	28,3	21,4	28,3	28,3	28,3	28,7	1074	222		603	185		46%	0
VILAMOURA B	Loulé	60/15	31,5	1	13,2	20,2	13,2	20,2	20,2	20,2	8,5	752	200		373	158		66%	0
VILAR DO PARÁISO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	45,2	33,4	45,2	33,4	45,2	45,2	12,0	2371	493		2060	272		72%	3
VISEU	Viseu	60/15	31,5	1	14,2	9,6	14,2	9,6	14,2	14,2	14,4	1065	224		743	206		46%	0
VISO	Viseu	60/15	80	2	38,7	30,7	41,5	34,8	38,7	41,5	31,7	1263	415		836	226		49%	0
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	60/15	40	2	22,3	20,0	22,3	20,0	22,3	22,3	15,9								

Página em branco

# **ANEXO B.1.4 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT**

**Anexo B.1.4.1 – Caracterização da rede AT 31.12.2020**

**Anexo B.1.4.2 – Caracterização da rede AT 31.12.2025**

Página em branco



# **ANEXO B.1.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2020**

Página em branco

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,95	686	606	207,6	164,7	30%
LN60 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	16,85	723	523	80,7	98,1	19%
LN60 0002 01 SECIL	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	295,6	411,6	68%
LN60 0002 01 SECIL	2	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	295,6	411,6	79%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 LXHIQLE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	3	1x3x2 AA160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x2 AA160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	5	1x3x2 AA160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	6	1x3x2 AA160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	7	1x3x2 AA160	A	0,99	723	523	293,9	409,8	78%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMANCEL	1	1x3x2 AA325	A	7,71	1089	769	167,8	240,1	31%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 CU185	A	1,7	537	387	0,6	0,6	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	2x3x1 AA160	A	32,22	723	523	145,8	124,1	24%
LN60 0009 VALE DE GAIO-EVORA	1	1x3x1 AA160	A	51,32	362	261	0,2	0,2	0%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	52,2	31	10%
LN60 0012 S. SEBASTIÃO-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	77,4	91,8	35%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,65	362	261	6,7	10,5	4%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	23,8	362	261	7	10,4	4%
LN60 0013 FERREIRA-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	26,4	362	261	0	0	0%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1372	1212	233,2	217,9	18%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AA160	A	20,45	451	401	81,4	77	19%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1089	769	364,6	337,9	44%
LN60 0020 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	83,8	82,8	22%
LN60 0021 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	78,7	77,8	20%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	55,4	39,8	10%
LN60 0024 01 IFAP	1	1x3x1 AA160	A	5,63	362	261	0,3	0,3	0%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	167	125,1	24%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	10,66	362	261	167,1	125,2	48%
LN60 0025 SINES-MONTE FEIO I	1	2x3x1 AA325	A	8,02	1089	769	194,1	221,7	29%
LN60 0026 SINES-MONTE FEIO II	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1089	769	194,2	221,9	29%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	68,7	47,9	12%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	136,8	102,4	24%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1089	769	378,5	350,8	46%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	86,7	74,2	16%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,2	582	474	133,2	107	23%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	1	2x3x1 AA325	A	1,88	1089	769	411,8	314,2	41%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,23	1528	1233	411,8	314,2	27%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	1	2x3x1 AA325	A	1,94	1089	769	400,7	305,7	40%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,21	1528	1233	400,7	305,7	26%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	133,4	83,1	23%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	201,3	124	35%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	121,3	116,5	19%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA325	A	5,6	686	606	121,3	116,5	19%
LN60 0038 FERREIRA-BEJA I	3	1x3x1 AA160	A	15,03	362	261	121,3	116,5	45%
LN60 0039 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x2 AA160	A	23,74	723	523	170,1	147,9	28%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	1,94	362	261	0	0	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	24,24	686	606	315,2	330,7	55%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,57	285	208	67,2	135,5	65%
LN60 0042 TUNES-LOULÉ II	1	1x3x2 AA160	A	11,74	723	523	66,7	135	26%
LN60 0042 TUNES-LOULÉ II	2	1x3x2 AA160	A	12,13	723	523	1	1	0%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,75	1089	769	387,2	291,9	38%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,06	1372	1212	387,2	291,9	28%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	45,47	544	384	50,3	35,1	9%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	0,9	0,9	0%
LN60 0050 01 MONTUJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1372	1212	214	143,8	16%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	103,7	58,6	19%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	129,9	97	25%
LN60 0054 SOBREDA-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1089	769	243,1	174,2	23%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x2 AA160	A	10,91	723	523	0,8	0,8	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO II	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	161,8	227,8	87%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO I	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	103,3	148,5	57%
LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS I	1	1x3x2 AA160	A	20,26	723	523	169,3	149,9	29%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	116,9	72,4	20%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	116,9	72,4	20%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	116,9	72,4	20%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	107,7	68,7	19%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	107,7	68,7	19%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	107,7	68,7	19%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x2 AA160	A	6,99	723	523	140,9	157	30%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	0,9	0,9	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	0,9	0,9	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	229,8	176	39%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	113,5	86,1	20%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	213,9	158,9	30%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	162,1	120,5	31%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	162,1	120,5	23%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,83	362	261	175,3	121,6	48%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO) ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	6,03	362	261	213	140,3	59%
LN60 0072 CAEIRA-MONTEMOR I	1	1x3x1 AA160	A	32,44	362	261	93,4	73,5	28%
LN60 0073 01 GÁS (ETA MORGAVEL)	1	1x3x1 AA160	A	1,22	362	261	4,7	7,7	3%
LN60 0073 SINES-VILA NOVA DE MILFONTES	1	1x3x1 AA160	A	30,7	362	261	91,3	72,2	28%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA (LAVARIA)	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,17	582	474	73,2	70,3	15%
LN60 0074 ALJUSTREL-ALMINA (LAVARIA)	2	1x3x1 AA160	A	5,09	362	261	73,2	70,3	27%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,29	451	401	60,5	124,7	31%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	71,6	71,7	18%
LN60 0076 TUNES-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	14,5	1089	769	71,3	71,4	9%
LN60 0076 TUNES-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,7	1089	769	1,1	1,1	0%
LN60 0077 ESTÓI-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,39	1372	1212	425,6	439,4	36%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	42,5	723	523	4,6	4,6	1%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1372	1212	178,9	167,2	14%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	102,7	82,1	18%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	109,2	85,2	19%
LN60 0087 ALJUSTREL-ORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	37,1	451	401	4	4	1%
LN60 0092 SINES-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	6,67	686	606	1,6	1,6	0%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA DE SINES	1	1x3x1 AA325	A	8,72	686	606	453,4	453,4	75%
LN60 0094 SINES-CENTRAL TÉRMICA DE SINES	2	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 0097 CAEIRA-ALQUEVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	175	164,6	27%
LN60 01 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1372	1212	124	126,8	10%
LN60 0100 ALDEIA NOVA-CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	10,2	362	261	23,5	33,3	13%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	238,2	204,9	41%
LN60 0104 SETÚBAL (REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	225,3	193,8	39%
LN60 0105 01 TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,54	582	474	92,6	61,5	16%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	92,6	61,5	17%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 AA325	A	4,95	686	606	164,4	181,3	30%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 LXHOLE400	S	1,05	582	474	164,4	181,3	38%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 LXHOLE400	S	1,04	582	474	163,8	180,6	38%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	163,8	180,6	30%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	152,2	126,5	25%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1113	935	152,2	126,5	14%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,21	1258	1018	152,2	126,5	12%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	1	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	156,6	130,8	26%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	2	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1113	935	156,6	130,8	14%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,21	1258	1018	156,6	130,8	13%
LN60 0111 TUNES-LAMEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	16,31	1089	769	236,9	314,5	41%
LN60 0112 BORBA-VILA VIÇOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,63	723	523	114,3	87,8	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA325	A	5,01	1089	769	81,2	125,4	16%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x2 AA160	A	0,93	723	523	81,2	125,4	24%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,32	451	401	94,3	103,7	26%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,36	451	401	94,5	104	26%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x2 AA325	A	4,5	1089	769	31,7	50,7	7%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	55,7	51,9	14%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	55,7	51,9	9%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	2x3x1 AA325	A	9,03	1372	1212	346,4	401	33%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	332	265,1	34%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,36	386	325	100,4	71,7	26%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	291,2	234,5	42%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x2 AA160	A	10,5	723	523	208,2	164,5	31%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x2 AA160	A	3,15	723	523	291,2	234,5	45%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	87	96,8	16%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x2 AA160	A	18,3	723	523	87,5	97,2	19%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA160	A	15,47	451	401	143	148,2	37%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	143	148,2	24%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x2x1 AA325	A	12,87	544	384	36	38,2	10%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x2x1 AA325	A	12,86	544	384	36,1	38,3	10%
LN60 0126 TUNES-S. BARTOLOMEU DE MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,19	451	401	68	60,6	15%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 AA160	A	2,63	451	401	71,6	70,4	18%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,29	899	725	71,6	70,4	10%
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	85,6	100,4	25%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	76,5	58,3	17%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	107,7	68,5	16%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	107,7	68,5	12%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁÇER	1	1x3x1 AA160	A	22,26	451	401	100,2	81,5	22%
LN60 0135 CAEIRA-MONTEMOR II	1	1x3x1 AA160	A	32,45	362	261	93,4	73,5	28%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,01	582	474	0,4	0,4	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	2	1x3x1 AM148	A	6,64	350	253	0,4	0,4	0%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,01	582	474	99,8	93,7	20%
LN60 0139 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO II	2	1x3x1 AM148	A	6,67	350	253	99,8	93,7	37%
LN60 0140 TUNES-REFER I	1	1x2x1 LXHOLE400	S	0,62	582	474	20,8	33,1	7%
LN60 0141 TUNES-REFER II	1	1x2x1 LXHOLE400	S	0,62	582	474	1	1	0%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	223	157,1	33%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	111,4	92,4	16%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	111,4	92,4	13%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	111,4	92,4	16%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	4	1x3x1 LXHOLE1000	S	5,24	899	725	325	247,8	36%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,03	386	325	0,8	0,8	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,02	386	325	24,3	18,5	6%
LN60 0145 MOURA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	17,8	451	401	86,2	87,8	22%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	107,2	99,3	25%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,7	686	606	305,4	343,8	57%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	1	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	212,5	160,2	32%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEDADE	2	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	212,5	160,2	31%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	1	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	267,7	199,4	40%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDRA	2	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	267,7	199,4	38%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 LXHOLE630	S	2,7	1258	1018	562,2	469,2	46%
LN60 0150 POLDRA-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	22,4	1372	1212	562,2	469,2	41%
LN60 0152 BARREIRO-QUIMPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1113	935	214,8	160,3	19%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO LAGOS I	1	1x3x1 AA325	A	3,81	686	606	141,4	140,3	23%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,1	1528	1233	273,6	271,5	22%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	2	2x3x1 AA325	A	3,73	1372	1212	273,6	271,5	22%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	238,1	204,8	41%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1372	1212	1,5	1,5	0%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	9,56	362	261	89,6	106,7	41%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	26,74	362	261	2	2	1%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	13	362	261	33	36,9	14%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	196,9	138,6	44%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	125,4	93,5	18%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x2 AA160	A	3,1	723	523	125,4	93,5	18%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	202,1	204,3	34%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	2x3x1 AA160	A	10,94	723	523	202,1	204,3	39%
LN60 0169 ALJUSTREL-ALMINA (FEITAIS)	1	1x3x1 AA160	A	1,04	362	261	172	169,6	65%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	1	2x3x1 AA160	A	13,12	902	802	69,4	130,5	16%
LN60 0173 ALQUEVA (REN)-MOURA	2	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	69,4	130,5	22%
LN60 0174 ALMANCEL-BRACIAIS	1	1x3x2 AA325	A	4,43	1089	769	59	111,6	15%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x2 AA325	A	8	1089	769	64,9	86	11%
LN60 0176 02 ALMODÓVAR	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	24,8	16,8	5%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	0,1	0,1	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	2	1x3x1 AA160	A	1,09	362	261	0,1	0,1	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	3	1x3x1 AA160	A	10,1	362	261	0,7	0,7	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	4	1x3x1 AA160	A	8,22	362	261	24,6	16,5	7%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	5	1x3x1 AA160	A	8,78	362	261	24,5	16,4	7%
LN60 0179 CFV FERREIRA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	70	103	39%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	122,2	77,7	18%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,29	899	725	122,2	77,7	14%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO-PIAS	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,16	582	474	158,5	100,6	27%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ. PEDRÓGÃO	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,3	582	474	5,9	81,5	17%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	28	28,2	7%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	2	1x3x1 AA160	A	2,86	451	401	28	28,2	7%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	10,95	544	384	191,3	183,8	48%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	191,5	184	30%
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	93,1	97,7	16%
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	17,91	686	606	1,1	1,1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA325	A	7,62	686	606	237,6	182,1	35%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,02	686	606	75	97,3	16%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	19,34	686	606	140,5	171,1	28%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	115	94,5	32%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	115	94,5	29%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	27,14	921	658	164,3	118,7	18%
LN60 1006 01 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/POCINHO (REN)	2	2x3x1 AA235	A	0,1	921	658	164,5	118,8	18%
LN60 1006 02 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS/MIRANDELA	1	1x3x1 AA325	A	10,98	686	606	165,1	119,2	24%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA215	A	42,51	417	299	2,6	2,6	1%
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 AA215	A	0,03	417	299	5,2	5,2	2%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1006 PINHÃO-MACEDO DE CAVALheiros	3	1x3x1 AA235	A	4,82	460	329	2,6	2,6	1%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALheiros (REN)-BRAGANÇA	1	1x3x1 AA325	A	39,83	686	606	123,5	82,7	18%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	295,5	390,4	64%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	295,5	390,4	76%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1089	769	282,1	257,5	33%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 LXCv630	S	0,1	740	599	147,2	133,9	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	147,2	133,9	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,6	398	286	147,2	133,9	47%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,47	686	606	147,4	134,1	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 AA325	A	3,23	544	384	147,4	134,1	35%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	2x3x1 AA325	A	4,06	1089	769	147,4	134,1	17%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	7	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	147,2	133,9	22%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	96,9	45,9	14%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	22	14,5	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	91,4	99,3	16%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	91,4	99,3	14%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	3	1x3x1 AA235	A	14,68	460	329	91,4	99,3	30%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	1	2x3x1 AA325	A	24,85	1372	1212	318,1	187,4	23%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	2	2x3x1 AA485	A	0,04	1445	1004	318,1	187,4	22%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	3	2x3x1 AA485	A	1,93	1445	1004	318,1	187,4	22%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	4	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	318,1	187,4	23%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	310,8	258,9	39%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1372	1212	318	264,9	23%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0,1	0,1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,11	740	599	144,6	118,5	20%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	144,6	118,5	21%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	144,6	118,5	38%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	144,6	118,5	36%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	143,7	149	11%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA235	A	1,15	460	329	143,7	149	45%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	143,7	149	48%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	143,7	149	45%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	5	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	143,7	149	25%
LN60 1021 VIDAGO-CHAVES	1	1x3x1 AA235	A	12,35	460	329	0,7	0,7	0%
LN60 1022 S.TA MARTA DE PORTUZELO-FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	20,08	544	384	104,8	117,6	31%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	15,72	544	384	0,9	0,9	0%
LN60 1024 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO I	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1089	769	239,5	265	34%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1372	1212	0,1	0,1	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1372	1212	235,1	260	21%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	235,1	260	21%
LN60 1027 FEITOSA-MOGUEIRAS	1	1x3x1 AA325	A	18,4	686	606	1	1	0%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1372	1212	1,1	1,1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,9	1372	1212	275,4	252,1	21%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	136,5	98,8	20%
LN60 1033 ALVELOS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0,5	0,5	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,8	460	329	1	1	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	2	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	1	1	0%
LN60 1035 LOUSADO-REQUIÃO	1	1x3x1 AA235	A	7,25	460	329	0,8	0,8	0%
LN60 1035 LOUSADO-REQUIÃO	2	1x3x1 AA325	A	7,25	544	384	0,8	0,8	0%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	196,8	190	47%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1372	1212	450,4	400	33%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,9	1372	1212	0,4	0,4	0%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	62,3	42,4	11%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1089	769	480	416,6	54%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÕES	1	2x3x1 AA325	A	11,52	1372	1212	436,6	378	32%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÕES	2	1x3x2 AA325	A	0,64	1089	769	436,6	378	49%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÕES	3	2x3x1 LXCv630	S	0,04	1258	1018	436,6	378	37%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÕES	4	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	436,6	378	32%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1372	1212	330	299,3	25%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	665,9	579,6	49%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	173,4	164,7	27%
LN60 1045 ALVELOS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	143,3	139	23%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	223	182,1	47%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1089	769	299,8	310,6	40%
LN60 1048 BOUÇOAS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	193,7	159,3	43%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1089	769	601,9	558,1	73%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,1	1089	769	708,6	622,5	81%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÕES	1	2x3x1 LXCv630	S	0,06	1258	1018	198,3	145,8	18%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÕES	2	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	198,3	145,8	14%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÕES	3	1x3x2 AA325	A	0,63	1089	769	198,3	145,8	19%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÕES	4	2x3x1 AA325	A	4,72	1089	769	198,3	145,8	19%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	79,4	74,3	19%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1089	769	0,6	0,6	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1372	1212	325,5	300,6	25%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1089	769	455	410,7	53%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1372	1212	1,6	1,6	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	135,8	114,5	20%
LN60 1058 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA235	A	1,25	460	329	165,8	138	42%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	0,4	0,4	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA160	A	6,79	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 1060 PEVIDÉM-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	4,67	1372	1212	217,2	210,4	17%
LN60 1061 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	56,3	75	19%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	253	185,6	37%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,04	740	599	253	185,6	34%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	3	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	253	185,6	56%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	115,7	91,3	26%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	115,7	91,3	20%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	115,7	91,3	20%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	4	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	115,7	91,3	26%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	10,54	1372	1212	605,4	517,1	44%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,26	461	329	0,5	0,5	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,1	460	329	0,5	0,5	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	148,2	109,9	22%
LN60 1068 LOUSADA-PAÇOS DE FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	6,07	686	606	0,4	0,4	0%
LN60 1069 BUSTELO-MARCO DE CANAVESES	1	2x3x1 AA160	A	12,27	902	802	1,3	1,3	0%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AA325	A	0,9	544	384	192,8	172,9	45%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	192,8	172,9	30%
LN60 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1372	1212	352,8	249,7	26%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	1x3x2 AA325	A	0,27	1089	769	323,3	254	33%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	3,14	1372	1212	323,3	254	24%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	161	127,1	19%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,55	899	725	161	127,1	18%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA325	A	7,15	686	606	161	127,1	23%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	4	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	161	127,1	23%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,4	723	523	1,8	1,8	0%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	642,8	430,8	47%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,2	1528	1233	642,8	430,8	42%
LN60 1076 FÂNZERES-VALONGO	1	1x3x1 AA325	A	3,75	544	384	0,2	0,2	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1077 JOVIM-FÂNZERES	1	1x3x1 AA325	A	8,99	686	606	238,3	175,8	35%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	2x3x1 AA235	A	19,19	921	658	2,1	2,1	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	1	2x3x1 AA325	A	7,14	1089	769	551,8	460	60%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	2	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	551,8	460	40%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	45,8	44,8	11%
LN60 1082 01 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE/SENHORA DO PORTO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	116,7	73	16%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA325	A	15,2	686	606	106,1	82	15%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA325	A	6,12	686	606	99,8	86,6	15%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	0,09	1155	1024	434,5	452,6	44%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	434,5	452,6	69%
LN60 1084 RIBA D'AVE (REN)-S.MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA325	A	6,08	1372	1212	354,6	372	31%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	288	254,6	21%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	14,56	1089	769	288	254,6	33%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA325	A	2,82	544	384	357,8	279,4	73%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA325	A	1,11	544	384	83,2	82,5	21%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA325	A	6,89	1089	769	83,2	82,5	11%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA325	A	11,99	544	384	225,7	202,7	53%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	899	725	150,9	109,8	17%
LN60 1090 FEIRA (REN)-FEIRA	1	2x3x1 AA325	A	6,7	1372	1212	625,2	525,8	46%
LN60 1091 01 MAIA-VILA DO CONDE/MOSTEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,21	544	384	0	0	0%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	1	2x3x1 AA325	A	6,18	1372	1212	397,9	322,8	29%
LN60 1091 MAIA-VILA DO CONDE	2	2x3x1 AA325	A	10,82	1372	1212	398,5	323,4	29%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	1	1x3x1 AA325	A	4,72	544	384	150,7	118,1	31%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,14	899	725	150,7	118,1	17%
LN60 1092 ERMESINDE (REN)-ANTAS I	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,91	740	599	150,7	118,1	20%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 AA325	A	3,57	544	384	174,8	137	36%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,16	899	725	174,8	137	19%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,28	740	599	174,8	137	24%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,99	582	474	58,7	58,6	12%
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	9,79	686	606	59,5	26,6	9%
LN60 1096 RUIVÃES-PAÇOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	1,6	1,6	0%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	282,4	234,1	41%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	2,05	544	384	282,4	234,1	61%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	3	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	282,4	234,1	41%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	4	2x3x1 AA160	A	1,6	723	523	282,4	234,1	45%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	0,4	0,4	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	2	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	0,4	0,4	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA325	A	1,4	1089	769	535,9	477,7	62%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA325	A	1,37	1089	769	549,3	489,6	64%
LN60 1103 01 AMIEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	24,8	25	6%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,6	537	387	24,8	25	6%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 CU185	A	1,22	537	387	0,1	0,1	0%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA325	A	3,93	686	606	114,4	114	19%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	114,4	114	17%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	1x3x1 AC380	A	0,67	1425	1365	332,2	262,2	23%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	2	2x3x1 AA325	A	6,56	1089	769	332,2	262,2	34%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I/SAKTI	1	1x3x1 AA160	A	0,24	362	261	0	0	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	66,4	63,8	22%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	1,1	398	286	66,4	63,8	22%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,13	398	286	0,3	0,3	0%
LN60 1109 MOGUEIRAS-TOUVEDO	1	1x3x1 AA325	A	9,99	686	606	172,4	163,6	27%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	1	1x3x1 AA325	A	4,79	544	384	148,9	116,7	30%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	148,9	116,7	17%
LN60 1111 ERMESINDE (REN)-ANTAS III	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,92	740	599	148,9	116,7	20%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	162,8	141,5	24%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	2	2x3x1 AA325	A	3,1	1372	1212	162,8	141,5	12%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA325	A	2,89	1372	1212	218,9	177,5	16%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	125,9	94,5	18%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 LXC630	S	0,02	740	599	125,9	94,5	17%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	3	1x3x1 AA325	A	0,72	686	606	98,9	89,5	15%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	255,5	174,1	47%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,7	686	606	255,5	174,1	37%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	255,5	174,1	28%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	198,7	159,4	29%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	109,1	85,7	16%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 AA325	A	1,03	544	384	208,6	163,5	43%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,18	899	725	208,6	163,5	23%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,26	740	599	208,6	163,5	28%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	208,6	163,5	31%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	10,18	1372	1212	156,7	126	11%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,26	1528	1233	156,7	126	10%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	236	161,9	34%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	1x3x1 LXC630	S	0,01	740	599	236	161,9	32%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	2x3x1 AA160	A	6,46	902	802	236	161,9	26%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	4	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,19	1528	1233	236	161,9	15%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	114,4	86,2	22%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	114,4	86,2	17%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	6,57	723	523	114,4	86,2	16%
LN60 1122 VILA NOVA DE GAIA-PEDROSO	4	2x3x1 AA235	A	4,43	921	658	114,4	86,2	13%
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	95,6	103,9	26%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,88	899	725	143,3	96	16%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGANÇA II	2	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	143,3	96	21%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	5	1372	1212	0,6	0,6	0%
LN60 1126 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	2x3x1 AA325	A	3,51	1089	769	344,8	282,8	37%
LN60 1127 CUSTÓIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	2x3x1 AA325	A	3,31	1089	769	365,4	299,7	39%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	55,9	56,8	14%
LN60 1129 PEDROSO-SANGUEDO	1	1x3x1 AA325	A	4,15	544	384	135	114,7	30%
LN60 1129 PEDROSO-SANGUEDO	2	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	135	114,7	22%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,03	1089	769	0,7	0,7	0%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1,1	1,1	0%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	3	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	0,5	0,5	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	1,1	1,1	0%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	1,9	1,9	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	1,9	1,9	0%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	723	523	1,9	1,9	0%
LN60 1130B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,43	723	523	0,5	0,5	0%
LN60 1131 CRESTUMA-CANELAS (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,21	1089	769	590	121	54%
LN60 1132 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	6,01	1089	769	561,5	423,8	55%
LN60 1133 SERZEDO-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	252,4	216,6	18%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA160	A	0,33	362	261	41,5	45,8	18%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	81,4	70,5	18%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	81,4	70,5	13%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,1	902	802	47,2	38,7	5%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	1,98	1372	1212	378	283	28%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	4,37	1089	769	378	283	37%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1089	769	390,1	290,7	38%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1372	1212	327	286	24%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1089	769	356,4	293,1	38%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,9	1089	769	404	332,2	43%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	1x3x1 AA235	A	0,01	460	329	0,7	0,7	0%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	2	1x3x1 AA235	A	0,03	460	329	63	69,2	21%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	3	2x3x1 AA235	A	3,2	921	658	63	69,2	11%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	4	2x3x1 AA235	A	0,03	1155	1024	63	69,2	7%
LN60 1143 CRESTUMA-ÁGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	263,5	186,1	48%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,02	544	384	26,6	65,5	17%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,6	544	384	2,4	2,4	1%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AC380	A	0,66	1425	1365	2,4	2,4	0%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	3	2x3x1 AA325	A	18,88	1089	769	2,4	2,4	0%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,99	1372	1212	330,2	302,2	25%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,04	582	474	103,1	105,1	22%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	103	104,9	26%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	9,44	1372	1212	620,3	512,3	45%
LN60 1150 FERMIL-LOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	115,2	81,7	26%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	87,2	56,4	13%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AM288	A	1,86	659	583	87,2	56,4	13%
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,8	686	606	101,2	143,5	24%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,01	740	599	0,9	0,9	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	0,9	0,9	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	4	2x3x1 AA160	A	7,49	723	523	0,9	0,9	0%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	214,6	153,3	48%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1372	1212	583,5	373,2	43%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCVC630	S	0,1	1258	1018	583,5	373,2	46%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCVC630	S	0,1	1258	1018	583,5	373,2	46%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	317,2	168,9	43%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,04	740	599	317,2	168,9	43%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	317,2	168,9	70%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,07	582	474	0,9	0,9	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	0,9	0,9	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1372	1212	180,7	159,5	13%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOMA CAMPS	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,17	582	474	101,1	126,2	27%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	2	1x3x1 AA325	A	15,72	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,05	899	725	83,7	98,5	14%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	83,7	98,5	16%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	3	1x3x1 AA235	A	7,63	460	329	83,7	98,5	30%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	1	1x3x2 AA325	A	0,06	1089	769	262,5	202,1	26%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,92	1372	1212	262,5	202,1	19%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCO DE CANAVESES	3	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,05	1258	1018	262,5	202,1	21%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	443,7	359,4	65%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	191,1	141,4	28%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	256,4	236	39%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,07	386	325	175,6	114,1	45%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	175,6	114,1	39%
LN60 1166 01 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL/BUSTELO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	225,8	145,5	50%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	166,6	85	37%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	294,6	229,7	40%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	294,6	229,7	65%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	72,2	41	8%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	72,2	41	16%
LN60 1168 01 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL/CINFÃES (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	93,4	67,8	21%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	208,9	152,8	46%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,1	740	599	208,9	152,8	28%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	170,1	104,8	38%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	220,7	175,9	32%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,06	740	599	122,8	114,9	19%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	122,8	114,9	19%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,09	386	325	153,3	95,3	40%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,66	686	606	64,4	66,4	11%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,02	899	725	64,4	66,4	9%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CARREÇO II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	144,9	90,8	32%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	215,3	169,4	48%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	270,7	194,2	60%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,05	386	325	143,9	82,4	37%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	143,9	82,4	32%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,1	398	286	0,1	0,1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA195	A	12,33	398	286	0,9	0,9	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 LXCVC630	S	0,1	740	599	0,9	0,9	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	194,6	143,8	28%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	238,9	231,8	35%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	238,9	231,8	19%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,56	1372	1212	278,8	217,9	20%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	278,8	217,9	41%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	278,8	217,9	31%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	4	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,03	1258	1018	278,8	217,9	22%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,02	582	474	89,8	65,8	15%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	89,8	65,8	20%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,06	740	599	155,5	110	21%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	155,5	110	34%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	101,9	66,5	23%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,1	740	599	132,7	101,7	18%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	132,7	101,7	29%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,1	740	599	132,7	101,7	18%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	362,4	317,9	26%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,09	1258	1018	362,4	317,9	31%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,06	386	325	128,1	82,6	33%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	128,1	82,6	28%
LN60 1183 ARGÁ (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	344	230,2	50%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,47	1372	1212	363	270,6	26%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,06	1258	1018	363	270,6	29%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,12	1528	1233	225,4	195,5	16%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1372	1212	225,4	195,5	16%
LN60 1186 01 PC ORBACÉM-VALENÇA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	124	128,8	21%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,2	686	606	328,5	268,8	48%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1372	1212	404	326,3	29%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1372	1212	72,1	63,6	5%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERMIL	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	119,1	114,8	19%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	92,4	93,5	15%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA235	A	3,79	460	329	92,4	93,5	28%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	92,4	93,5	15%
LN60 1192 LORDELO-IKEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	122,8	110,5	28%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 LXHIQLE630	S	0,01	1258	1018	904	522,8	72%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	2	2x3x1 AA325	A	17,47	1372	1212	904	522,8	66%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,02	740	599	476,2	331,3	64%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA160	A	3,2	451	401	292,9	161	65%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	3	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	292,9	161	65%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 AA160	A	2,22	451	401	44,7	57,6	14%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,06	740	599	44,7	57,6	10%
LN60 1196 S. MARTINHO DO CAMPO-SOUSA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	236	219,3	18%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,15	740	599	199,5	130,1	27%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	1	740	599	199,5	130,1	27%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	199,5	130,1	30%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 AA235	A	3,49	460	329	199,5	130,1	43%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	48	37,8	11%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	50,4	46,7	12%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	1x3x2 AA325	A	0,07	1089	769	420,8	411,3	53%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,93	740	599	420,8	411,3	69%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUCA DE AGUIAR (REN)	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	419,3	387,5	64%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	391,8	234,2	57%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,05	740	599	391,8	234,2	53%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	514,2	493	81%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	1x3x1 AA325	A	1,4	686	606	97,8	61,8	14%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	2	1x3x1 AA225	A	0,62	436	312	97,8	61,8	22%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	3	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	97,8	61,8	7%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	4	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	97,8	61,8	14%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	5	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	97,8	61,8	14%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	2x3x1 AA160	A	5,6	723	523	1	1	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	43,4	51,4	8%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	0,72	723	523	43,4	51,4	10%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 AA160	A	18,22	362	261	72,4	53,7	21%
LN60 1207 INHA-AROUCA	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,03	582	474	72,4	53,7	12%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	1,5	1,5	0%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	1,5	1,5	1%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	150,1	148,7	57%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	150,1	148,7	57%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	96,6	104,7	27%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	96,6	104,7	17%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	3	2x3x1 AA160	A	0,6	723	523	96,6	104,7	20%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	4	2x3x1 AA160	A	0,64	902	802	96,6	104,7	13%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,8	544	384	66,4	58,7	15%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	66,4	58,7	10%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	1,91	544	384	0,5	0,5	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0,5	0,5	0%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	8,3	8	2%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA160	A	10,1	723	523	8,3	8	2%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,8	1372	1212	230,1	194,4	17%
LN60 1215 AVANCA-DEVEVA VELHA	1	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	82,6	82,6	25%
LN60 1215 AVANCA-DEVEVA VELHA	2	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	82,6	82,6	22%
LN60 1216 DEVEVA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	117,4	76,1	22%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA160	A	9,78	723	523	1,1	1,1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA400	A	0,4	1230	861	1,1	1,1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	181,4	191,3	32%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	1x3x2 AA160	A	0,03	723	523	181,4	191,3	37%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	3	2x3x1 AA160	A	8,38	902	802	181,4	191,3	24%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	237,4	202,8	34%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1372	1212	391,2	376,9	31%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,06	1528	1233	391,2	376,9	31%
LN60 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	430,9	354,3	60%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,8	1089	769	493,7	432,4	56%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1089	769	500,6	438,5	57%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	12,39	902	802	135,5	164,6	21%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	8,52	1372	1212	391,9	367,5	30%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP	1	1x3x1 AA160	A	3,88	362	261	60,4	63,6	24%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP	2	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	1	1	0%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP	3	1x3x1 AA160	A	0,5	451	401	0	0	0%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULP/ECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	60,8	64	19%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA195	A	5,35	398	286	38,8	35,5	12%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA235	A	0,3	460	329	38,8	35,5	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA195	A	4,95	398	286	39,1	35,7	12%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA235	A	0,68	460	329	39,1	35,7	11%
LN60 1230 01 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,01	544	384	101,2	100,2	26%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	544	384	53,2	52,8	14%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	2,8	544	384	152,5	151,4	39%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0,2	0,2	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0,2	0,2	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	1	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	238,8	213,9	65%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	1,32	544	384	238,8	213,9	56%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,9	1372	1212	468,5	440	36%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	319	295,5	77%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÔ	1	2x3x1 AA325	A	7,3	1089	769	335,4	307,8	40%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	186,9	179,3	47%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	2x3x1 CU70	A	3,01	606	447	186,9	179,3	40%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1089	769	492,4	462,4	60%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	135,7	121	32%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	135,7	121	20%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1372	1212	432,1	429	35%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	259,9	223,1	43%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	1	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	126,4	114,9	19%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	2	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	126,4	114,9	22%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	106,2	114	44%
LN60 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,6	544	384	134,6	115,5	30%
LN60 1247 ESGUEIRA-ILHAVO	1	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	52,9	55,1	9%
LN60 1247 ESGUEIRA-ILHAVO	2	1x3x1 LXHIQV630	S	0,15	740	599	52,9	55,1	9%
LN60 1248 TEXO (PRE)-ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,5	451	401	111,5	44,9	25%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	158,8	154,8	19%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,07	899	725	158,8	154,8	21%
LN60 1251 CANDAL E COELHOIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	17,99	902	802	365	406,9	51%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	34,6	30	8%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	447,1	317,7	65%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	1,75	740	599	281,8	150	38%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,11	740	599	446,8	317,3	60%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEVA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	4,28	1372	1212	387,6	315,1	28%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVEVA VELHA	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,05	1528	1233	387,6	315,1	26%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	1	1x3x2 AA325	A	0,26	1089	769	465,1	435,5	57%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	2,01	1372	1212	465,1	435,5	36%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	1,1	921	658	465,1	435,5	66%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 LEHIOV630	S	0,84	740	599	110	67,3	15%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	110	67,3	24%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	57,4	44,1	8%



Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	1,6	1,5	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	1,6	1,5	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	3	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	1,6	1,5	1%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	54,8	45,1	17%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA235	A	13,58	578	512	312,1	172,1	54%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,4	686	606	266,7	160,1	39%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	118,8	76,9	33%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	74,8	77,7	19%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHI0V630	S	0,05	740	599	74,8	77,7	13%
LN60 1264 SENHORA DE MÓNFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	112,3	80,8	25%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	213	135,8	24%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	213	135,8	31%
LN60 1266 GOUVEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1372	1212	2,7	2,7	0%
LN60 1267 SEIA-GOUVEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	90,2	70	13%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	317,9	290,8	22%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 AA325	A	1,78	1372	1212	317,9	290,8	24%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	3	1x3x2 AA325	A	0,02	1089	769	317,9	290,8	38%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1372	1212	316,9	137,2	23%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA235	A	0,38	921	658	0,1	0,1	0%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA235	A	16,27	921	658	316,6	137,5	34%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	534,6	427,6	78%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1372	1212	319,3	212,9	23%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,3	285	208	51,5	38,5	19%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,88	451	401	51,5	38,5	11%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	369,5	209,3	54%
LN60 1274 PARAIMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,6	686	606	351,4	341	56%
LN60 1275 PARAIMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	230,7	230	19%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	0,8	0,8	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	1,1	1,1	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	20,2	362	261	1,1	1,1	0%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	70,9	69,8	17%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1372	1212	315	302	25%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1372	1212	307,1	268,3	22%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	307,1	268,3	22%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	218	150	48%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	161,6	109,2	36%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	141,4	100,2	31%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	179,2	136,9	26%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	308,7	283,9	47%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,1	686	606	379,9	169,6	55%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,1	1372	1212	475,1	259,9	35%
LN60 1287 PC FORNELO DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,3	1372	1212	529,4	316,2	39%
LN60 1288 PC FORNELO DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	205,7	113,1	30%
LN60 1289 PC FORNELO DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	243,4	156,9	35%
LN60 1290 ORGENS-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1372	1212	305,6	232	22%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1372	1212	201,5	160,4	15%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 AA325	A	2,16	1372	1212	201,5	160,4	15%
LN60 1291 VISO-ORGENS	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	5,72	1528	1233	201,5	160,4	13%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	1	1x3x1 AA400	A	9,75	615	431	0,9	0,9	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	2	1x3x1 AA400	A	6,72	615	431	0,9	0,9	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	43,9	30,4	5%
LN60 1294 LUSO Finsa-VISO	1	1x3x1 AA400	A	12,12	615	431	0,8	0,8	0%
LN60 1294 LUSO Finsa-VISO	2	1x3x1 AA400	A	1,59	615	431	0,8	0,8	0%
LN60 1295 NELAS-LUSO Finsa	1	1x3x1 AA400	A	0,34	615	431	235,7	240,4	56%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	330,3	314,9	73%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	330,3	314,9	73%
LN60 1297 01 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE/SIAF	1	1x3x1 AA160	A	0,5	362	261	182,8	165,6	63%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	234,1	246,2	57%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA400	A	0,04	615	431	234,1	246,2	57%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	87,7	87,6	23%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	4	1x3x1 AA325	A	3,68	544	384	234,1	246,2	64%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	191,1	88,6	28%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXCIV630	S	0,08	740	599	191,1	88,6	26%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	191,6	191,8	32%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	191,6	191,8	48%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	191,6	191,8	50%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	98,5	113,2	27%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	98,5	113,2	53%
LN60 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,3	451	401	97,8	71,2	22%
LN60 1303 01 SEIA-BELMONTE/MANTEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,13	451	401	78	61,1	17%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	0,1	544	384	2	2	1%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	78,5	61,5	16%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	1	1	0%
LN60 1303 SEIA-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	18,38	544	384	78,8	61,8	16%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	83,5	78,7	20%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	265,6	170,2	59%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,08	740	599	295,2	215	40%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	295,2	215	43%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	5	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	295,2	215	65%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1372	1212	273,1	279,4	23%
LN60 1306 VILA CHÁ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	218,7	173,6	45%
LN60 1307 VILA CHÁ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	217,2	172,4	45%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	280,4	247,1	62%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	276,6	260,2	65%
LN60 1310 DESTERRO-SEIA	1	1x3x1 AA105	A	3,62	285	208	120,1	92,6	45%
LN60 1311 SABUGUEIRO-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,14	362	261	198,4	136,3	55%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	17,4	12,4	3%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA080	A	0,31	236	174	59	53,2	31%
LN60 1313 02 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA/ RIBEIRA ALFORFA(PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	63,9	63,6	16%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	59,4	53,6	14%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	2	1x3x1 AA325	A	10,45	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 1314 01 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL/CASCA (PRE)	1	1x3x1 AA235	A	2,94	460	329	68,8	66,4	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	110,4	102,2	16%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,1	921	658	54,9	40,1	6%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	0,01	1155	1024	56,2	41,4	5%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	2	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	0,9	0,9	0%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	269,3	181,8	39%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	70,6	55,6	12%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	2	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	70,6	55,6	21%
LN60 1318 TORTOSENDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	72,8	79,3	13%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDÃO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	67,6	84,9	14%
LN60 1320 FERRO (REN)-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	6,39	1372	1212	211,1	136,1	15%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSENDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1372	1212	218,1	165,8	16%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	378,9	332,2	55%
LN60 1323 01 SANTA LUZIA-FUNDÃO/BTW	1	1x3x1 AA235	A	0,04	460	329	35,8	38,2	12%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	1	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	226,2	265,7	81%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	207,9	259,9	43%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	52,4	37	12%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	169	166,5	42%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	272,7	138,9	40%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	25,4	26,5	7%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1372	1212	2,16	192,5	16%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1372	1212	138,4	123,8	10%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,7	451	401	81,1	79,5	20%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,74	582	474	81,1	79,5	17%
LN60 1331 01 RELVINHA-PAMPILHOSA/CIMPOR	1	1x3x1 AA160	A	0,08	362	261	0,1	0,1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	1	2x3x1 AA325	A	7,01	1372	1212	2,6	2,6	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	1,1	1,1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	899	725	1,4	1,4	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	0,5	0,5	0%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	0,41	1372	1212	195,7	175,4	14%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	2	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	195,7	175,4	46%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	195,7	175,4	34%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	4	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	195,7	175,4	29%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	5	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	195,7	175,4	34%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	195,7	175,4	24%
LN60 1332 PEREIRO (REN)-CORRENTE	7	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	195,7	175,4	29%
LN60 1333 PEREIRO (REN)-ALTO S. JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1089	769	344,2	286,9	37%
LN60 1334 01 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	132,6	97,9	29%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	0,5	0,5	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	0,5	0,5	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	0,5	0,5	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	132,2	97,5	34%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	132,2	97,5	23%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	78,8	75	26%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	78,8	75	15%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	78,8	75	26%
LN60 1336 01 PEREIRO (REN)-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	101,8	73,2	23%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	101,8	73,2	28%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	101,5	73	28%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	101,5	73	15%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	147	103,3	21%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	147	103,3	13%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	147	103,3	27%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	147	103,3	21%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	5	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	147	103,3	41%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	1	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	1258	1018	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	3	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	4	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	6,4	6,4	2%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	5	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	6,4	6,4	1%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	116,2	71,2	17%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	116,2	71,2	32%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	152,6	90	22%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	76	51,4	21%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	103,2	86,7	15%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	103,2	86,7	33%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIRO (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	121,8	116,5	19%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	198,4	225,5	59%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	2	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	247,8	299,3	78%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	199,4	145,7	44%
LN60 1346 01 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	121,2	111	43%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	119,8	109,6	18%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	2	1x3x1 AA235	A	16,69	460	329	119,8	109,6	33%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	3	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	4	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	5	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	1,6	1,6	0%
LN60 1346 TÁBUA (REN)-ALTO S. JOÃO	6	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,64	1528	1233	514,9	389,9	34%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	2	2x3x1 AA325	A	16,07	1372	1212	514,9	389,9	38%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	283,4	205,7	41%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,04	740	599	283,4	205,7	38%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1230	861	77,5	72,9	8%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURIÇAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1089	769	77,5	72,9	9%
LN60 1351 LOUSÁ-LOUSÁ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	279,9	210	41%
LN60 1352 LOUSÁ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	389,7	279,1	57%
LN60 1353 LOUSÁ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	132,5	105,6	29%
LN60 1354 LOUSÁ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	119,4	123,6	31%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA090	A	8,93	313	280	1,1	1,1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA130	A	3,92	338	301	1,1	1,1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1,1	1,1	1%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	4	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1,1	1,1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	0,42	451	401	1,1	1,1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1,1	1,1	1%
LN60 1357 LOUSÁ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1372	1212	96,6	66,8	7%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	259	172,3	38%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1372	1212	233	198,9	17%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	79,4	91,7	15%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	59,3	54,4	21%
LN60 1363 PRACANA-TALAGUEIRA I	1	1x3x1 AA325	A	39,3	544	384	65,5	69,2	18%
LN60 1364 PRACANA-VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	22,36	686	606	187,8	198,5	33%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	93,8	108,3	18%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	218,4	159,8	42%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAINHA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	234,1	175,2	52%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	1	1x3x1 CU095	A	0,03	358	263	98,6	80,7	31%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	2	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	98,6	80,7	31%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	3	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	98,6	80,7	25%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	4	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	98,6	80,7	31%
LN60 1369 SERTÁ-VERGÃO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	10,62	451	401	102,2	89	23%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	121,7	96,2	14%
LN60 1370 VILA ROBIM-S. JULIÃO	2	1x3x1 CU095	A	1,21	358	263	121,7	96,2	37%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1230	861	326,4	272,9	32%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	326,4	272,9	42%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	2x3x1 AA400	A	1,07	1230	861	195,4	167,2	19%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	195,4	167,2	39%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1528	1233	317,1	263,4	21%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x2 AM228	A	3,09	1136,8	1007,6	317,1	263,4	28%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	1x3x2 AM228	A	1,43	1136,8	1007,6	317,1	263,4	28%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	1x3x1 AC380	A	0,83	1425	1365	317,1	263,4	22%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	183,3	157,7	27%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	183,3	157,7	33%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	3	1x3x1 AA325	A	3,1	686	606	183,3	157,7	27%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURE	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	61,4	58,2	10%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	259,5	193,6	38%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	151,9	161,3	27%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,3	686	606	170,9	148,6	25%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA160	A	11,3	451	401	151,9	161,3	40%
LN60 1378 PONTÃO-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	68,8	60,5	15%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,1	350	253	26,9	31,5	12%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,03	740	599	26,9	31,5	5%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	26,9	31,5	5%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	440,1	358,4	32%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1372	1212	440,1	358,4	32%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	219,4	147	49%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	460	329	229,4	146,2	50%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 AA235	A	0,34	1155	1024	421,8	288,9	37%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA325	A	0,75	1372	1212	421,8	288,9	31%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,84	1528	1233	421,8	288,9	28%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	151,1	121,6	32%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LJÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1372	1212	327,4	291,1	24%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,1	1372	1212	196,5	124,2	14%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 AA325	A	0,86	1372	1212	487,2	333,6	36%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,86	1528	1233	487,2	333,6	32%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,18	1258	1018	464,6	285,1	37%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	13,94	1372	1212	464,6	285,1	34%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,25	1258	1018	464,6	285,1	37%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	1x3x2 AA325	A	0,01	1089	769	172,4	149,7	19%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,1	1258	1018	172,4	149,7	15%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	109,7	89,7	14%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	258	210,2	34%
LN60 1392 PC PRELADA-VITÓRIA II	1	1x3x1 LXCVC630	S	6,33	740	599	109,1	91,6	15%
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	4,54	740	599	132,3	117	20%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	109,8	89,7	14%
LN60 1395 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA DLN60 1395 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	242,9	197,8	32%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,4	1528	1233	295,5	226,4	19%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 AA325	A	12,88	1372	1212	295,5	226,4	22%
LN60 1398 PC PRELADA-LAPA I	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,45	740	599	125,6	96,2	17%
LN60 1400 PC PRELADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	248,6	190,8	34%
LN60 1401 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,54	740	599	166,4	131,2	22%
LN60 1402 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS I	1	1x3x1 LXCVC630	S	1,62	740	599	157,3	124,1	21%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 AA325	A	6	1372	1212	477,7	407,3	35%
LN60 1404 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO E	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	146,9	115,7	19%
LN60 1405 ANTAS-CAMPO 24 DE AGOSTO F	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,04	770	630	146,9	115,7	19%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	3,6	3,6	1%
LN60 1408 MONTE DOS BURGOS-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,37	740	599	221,7	181,4	30%
LN60 1409 BOAVISTA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	132,3	111	19%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,01	899	725	120,6	67,3	13%
LN60 1412 BARRÓ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	52,7	47,4	15%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	127,3	84,1	22%
LN60 1413 VISO-VISEU	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	127,3	84,1	22%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	99,5	48,6	13%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	99,5	48,6	22%
LN60 1418 PEREIRO (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1372	1212	234,4	178,6	17%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	1	1x3x1 AA325	A	9,5	686	606	151	140,5	23%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	2	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	151	140,5	28%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,88	899	725	112,2	140,9	19%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	2	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	112,2	140,9	23%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	2,16	544	384	126	120,7	31%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	126	120,7	20%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	126	120,7	17%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	4	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	126	120,7	23%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,27	582	474	151,2	118,2	26%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1372	1212	257,9	254,1	21%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	2x3x1 AA325	A	7,94	1372	1212	201	98	15%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	1528	1233	201	98	13%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,5	1372	1212	167,3	95	12%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	1528	1233	167,3	95	11%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	1,4	1,4	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	1,4	1,4	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	207,3	175,8	30%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	207,3	175,8	53%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1372	1212	0,6	0,6	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	173	152,3	21%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	173	152,3	25%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	899	725	104,8	77,7	12%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	368,5	191	54%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,59	1528	1233	568,4	462,7	38%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	2	1x3x2 AA325	A	0,04	1089	769	568,4	462,7	60%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,29	1528	1233	568,4	462,7	38%
LN60 1432 RECAREI (REN)-LORDELO	4	2x3x1 AA325	A	11,87	1372	1212	568,4	462,7	41%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	429,1	324,9	28%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	16,76	1372	1212	429,1	324,9	31%
LN60 1434 LJÓ-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7	1372	1212	180,4	164,4	14%
LN60 1434 LJÓ-ALVELOS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	1528	1233	180,4	164,4	13%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ILHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1372	1212	399,5	366,1	30%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	234,6	193	34%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	234,6	193	37%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	899	725	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,77	740	599	4,8	4,8	1%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	84,8	93,6	23%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,93	386	325	84,8	93,6	29%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	1	1x3x1 AA325	A	8,41	544	384	0,5	0,5	0%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1372	1212	195	136,4	14%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	42,3	45	11%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,13	582	474	42,3	45	9%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1372	1212	83	83	7%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1528	1233	83	83	7%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	154,6	81,2	34%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	154,6	81,2	27%
LN60 1446 CORRENTE - CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	195,3	245,2	64%
LN60 1446 CORRENTE-CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	195,3	245,2	47%
LN60 1447 LAMAÇAS-BRAGA I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,28	582	474	178,2	146,9	31%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1448 LAMAÇÃES-BRAGA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,29	582	474	128,3	105,8	22%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARREGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1372	1212	257	232,5	19%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	24,8	18,4	5%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	24,8	18,4	4%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	1,3	1,3	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,55	899	725	1,3	1,3	0%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	70,9	60,8	10%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,13	899	725	70,9	60,8	8%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	28,7	26,2	6%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	28,7	26,2	12%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 AA160	A	5,9	451	401	28,7	26,2	7%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	28,7	26,2	6%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	15,7	20,2	4%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,13	582	474	8,9	11,5	2%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	1,5	1,5	0%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	2	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	134,4	127,9	21%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	134,1	127,6	33%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	3	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	134,4	127,9	21%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	134,4	127,9	18%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	5	2x3x1 AA160	A	8,96	723	523	134,4	127,9	24%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	6	2x3x1 CU70	A	0,55	606	447	134,1	127,6	29%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	7	2x3x1 CU70	A	0,12	606	447	134,4	127,9	29%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	53,7	45,2	10%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	2	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	53,7	45,2	12%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,45	899	725	2,2	2,2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	3	1x3x1 AA325	A	23,1	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	77,4	72,7	10%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	2	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	77,4	72,7	12%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	7,88	1372	1212	345	286	25%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	345	286	25%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,1	1528	1233	345	286	23%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	228,8	174,7	39%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	228,8	174,7	33%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	228,8	174,7	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	1x3x1 AA325	A	4,31	686	606	350,3	209,8	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	350,3	209,8	39%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	1528	1233	550,5	345,9	36%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	2	2x3x1 AA325	A	23,54	1372	1212	550,5	345,9	40%
LN60 1465 SERTÁ-PEDROGÃO	1	1x3x1 AA160	A	19,34	451	401	1,1	1,1	0%
LN60 1465 SERTÁ-PEDROGÃO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	1,1	1,1	0%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	1	1x3x1 AA235	A	0,84	460	329	274,5	233,7	71%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	2	1x3x1 AA235	A	1,59	460	329	274,5	233,7	71%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	3	1x3x1 AA245	A	7,54	461	329	274,5	233,7	71%
LN60 1466 AMARANTE-FELGUEIRAS	4	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	274,5	233,7	36%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	1	1x3x1 AA400	A	0,03	615	431	226,1	185,5	43%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	226,1	185,5	26%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	3	2x3x1 AA400	A	0,64	1230	861	226,1	185,5	22%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	4	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	226,1	185,5	29%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	5	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	226,1	185,5	43%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	6	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	226,1	185,5	26%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	81,5	80,3	32%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	81,5	80,3	20%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	81,5	80,3	13%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	4	1x3x1 AA160	A	2,3	362	261	81,5	80,3	31%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	0	0	0%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDUÍDO	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1372	1212	39,1	26,9	3%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	1	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	39,1	26,9	9%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,4	582	474	39,1	26,9	7%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,09	1372	1212	305,7	281,4	23%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1528	1233	305,7	281,4	23%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	1	2x3x1 AA325	A	0,93	1372	1212	544,6	481,1	40%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	1528	1233	544,6	481,1	39%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	131,6	121,2	20%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	131,6	121,2	20%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	223,8	192,6	33%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	223,8	192,6	27%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	3	1x3x1 AA325	A	11,84	686	606	224,1	192,9	33%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	4	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	223,8	192,6	33%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	333,6	243,6	49%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	1	1x3x1 AA325	A	7,86	686	606	310,9	222,3	45%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	310,9	222,3	35%
LN60 1487 POCINHO (REN)-AÇOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,3	582	474	111,7	98,9	21%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	9,8	451	401	83,4	40,8	18%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	83,4	40,8	18%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	143,9	101,4	32%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	140,3	96,6	31%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	140,3	96,6	31%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,04	740	599	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	4	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	0,6	0,6	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	72,7	53	16%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	2	1x3x1 AA235	A	1,59	460	329	72,7	53	16%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	3	1x3x1 AA235	A	0,83	460	329	72,7	53	16%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	4	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	72,6	53,2	11%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	5	1x3x1 AA245	A	8,82	461	329	72,6	53,2	16%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	1,5	1,5	0%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	24,37	451	401	1,5	1,5	0%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	97,3	97,3	37%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	97,3	97,3	24%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	97,3	97,3	21%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA325	A	6,37	686	606	334,6	204,3	49%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	334,6	204,3	49%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	20,1	10,7	3%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	2	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	20,1	10,7	4%
LN60 1500 SANGUEDO-AMORIM & IRMÃOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,14	582	474	39	48,3	10%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	1	1x3x1 AA325	A	9,75	686	606	408,7	419,6	69%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	408,7	419,6	58%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	76,2	62,9	11%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	76,2	62,9	11%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,2	686	606	76,5	63,2	11%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	2	1x3x1 AA325	A	12	686	606	76,5	63,2	11%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	1	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	42,6	40,5	7%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	2	2x3x1 CU120	A	10,92	816	595	42,6	40,5	7%
LN60 1505 01 PC CORTEGACA-ARADA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2,3	1,6	1%
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	1	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	2,3	1,6	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	2	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0,3	0,3	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	3	2x3x1 CU120	A	1,34	816	595	2,3	1,6	0%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	1	2x3x1 AA235	A	1,28	1155	1024	176,5	186,5	18%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,11	899	725	176,5	186,5	26%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,39	899	725	176,5	186,5	26%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,35	686	606	246	284,6	47%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	2	2x3x1 AA160	A	4,32	723	523	246	284,6	54%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	4,25	686	606	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,1	899	725	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	3	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	0,8	0,9	0%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	589,6	583,4	48%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	328	374,4	62%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	337,1	330,3	55%
LN60 1512 PC CACIA-NAVIGATOR TISSUE	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,63	899	725	93,6	56,4	10%
LN60 1515 PC CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,67	899	725	271,4	305,6	42%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE-GUMIEL	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	157	95,5	35%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,01	899	725	115,2	75	13%
LN60 6000 01 CAMARATE I	2	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	115,2	75	17%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	114,4	74,5	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,01	899	725	114,4	74,5	13%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,03	582	474	114,4	74,5	20%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	114,4	74,5	30%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	114,4	74,5	25%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3,4	3,4	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,6	899	725	3,4	3,4	0%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	8	1x3x1 AA175	A	0,7	387	279	3,4	3,4	1%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,7	451	401	39	34,4	9%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	39	34,4	7%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,01	899	725	175,8	145,1	20%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	175,8	145,1	39%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,03	582	474	175,8	145,1	31%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	175,8	145,1	52%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,57	899	725	175,8	145,1	20%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	175,8	145,1	52%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	175,8	145,1	52%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	8	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	175,8	145,1	39%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,9	451	401	68	65,4	16%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,09	582	474	68	65,4	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE Mouro	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,36	899	725	262,3	200,9	29%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE Mouro	2	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	262,3	200,9	38%
LN60 6007 01 RANHOLAS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	62,4	51,3	9%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0,2	0,2	0%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	62,3	51,2	9%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,58	899	725	227,5	155,9	25%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	227,5	155,9	33%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	245,5	219,4	36%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	245,5	219,4	36%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	7,11	686	606	201,6	208,8	34%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	86,8	76,1	33%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	2,67	899	725	209,5	139,2	23%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	73,3	55,8	11%
LN60 6016 TABAQUEIRA - ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	2,26	686	606	256,4	197,1	37%
LN60 6016 TABAQUEIRA - ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	317,7	218,1	46%
LN60 6016 TABAQUEIRA - ALCOITÃO	3	2x3x1 AA325	A	2	1372	1212	317,7	218,1	23%
LN60 6016 TABAQUEIRA - ALCOITÃO	4	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	317,7	218,1	46%
LN60 6016 TABAQUEIRA - ALCOITÃO	5	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	320,1	273,5	47%
LN60 6018 PÓVOA-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	305,7	224,6	58%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	305,9	224,7	59%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	396,2	346,7	58%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	101,7	63,6	23%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,2	544	384	101,4	63,3	19%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0,4	0,4	0%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	18,31	686	606	112,6	122,6	20%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	87,7	78,4	13%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	87,7	78,4	13%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	315	229	72,9	63,9	28%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	136,4	91,4	39%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,11	899	725	1,1	1,1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEANA	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,19	899	725	374,6	254,3	42%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	374,6	254,3	55%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,55	582	474	80,6	59,9	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,59	582	474	160,9	119,5	28%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,57	582	474	79,6	59,1	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	160,9	119,5	41%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,39	582	474	101,3	95,6	20%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,5	582	474	50,4	47,6	10%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,51	582	474	50,1	47,2	10%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	4	1x3x1 AA125	A	2,88	392	349	101	95,3	27%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	1x3x1 AA175	A	0,01	483	429	40,4	41,2	10%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,41	1528	1233	40,4	41,2	3%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	1x3x1 AA325	A	2,96	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	3	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	4	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,14	899	725	38,6	39,4	5%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	5	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,33	1528	1233	38,6	39,4	3%
LN60 6036 01 GODIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	90,3	72,9	13%
LN60 6036 01 GODIGANA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	90,3	72,9	10%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	90	72,5	20%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0,1	0,1	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	3	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	90	72,5	32%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	170,7	105	49%
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	69,7	60,8	22%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	69,5	60,6	10%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA160	A	1,65	451	401	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,2	451	401	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	1,54	387	279	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA175	A	0,45	387	279	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA175	A	0,36	387	279	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA160	A	0,25	451	401	0,3	0,3	0%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	9	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	0,3	0,3	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA175	A	0,81	387	279	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	3	1x3x1 AA175	A	2,52	387	279	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	4	1x3x1 AA160	A	0,41	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	5	1x3x1 AA175	A	2,58	387	279	0,4	0,4	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	6	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	7	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 6039 PÓVOA-SOBRALINHO	8	1x3x1 AA175	A	1,2	387	279	0,4	0,4	0%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	225,6	154,6	25%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	225,6	154,6	33%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	1,83	686	606	244,5	185,6	36%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,84	686	606	244,5	185,6	36%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	0,8	0,8	0%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	369,8	340,1	56%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	158,4	122,4	23%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	0,04	362	261	81,8	55,5	23%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	2	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	81,8	55,5	18%
LN60 6048 PALHAVÁ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,55	582	474	121,9	106,5	22%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,54	899	725	110,1	69	12%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	110,1	69	20%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	110,1	69	16%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	76,5	69,2	21%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	7,03	582	474	99	87,8	19%
LN60 6057 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	7,02	582	474	160,2	147,2	31%
LN60 6058 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,44	582	474	127,2	115,4	24%
LN60 6058 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,08	582	474	127,2	115,4	24%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,08	582	474	173,2	151,6	32%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,45	582	474	173,2	151,6	32%
LN60 6068 PALHAVÁ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,26	582	474	207,7	216,8	46%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,17	582	474	175	135	30%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,19	582	474	237,7	187,8	41%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	297,7	199,7	77%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,84	386	325	117	100,3	31%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,98	899	725	315,2	181,8	35%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	315,2	181,8	46%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	315,2	181,8	46%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	4	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	315,2	181,8	46%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	5	1x3x1 AA325	A	0,24	686	606	315,2	181,8	46%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,97	899	725	245,5	174,7	27%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	245,5	174,7	36%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	3	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	245,5	174,7	36%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	4	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	245,5	174,7	36%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	5	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	245,5	174,7	36%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,87	386	325	132,8	111,4	34%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1528	1233	209,4	204,3	17%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,38	1528	1233	208,5	203,4	16%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,89	582	474	87,9	55,5	15%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,66	582	474	129,2	77,7	22%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,46	582	474	129,2	77,7	22%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	198,2	173,5	37%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,52	582	474	198,2	173,5	37%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	9,32	582	474	126,7	95,1	22%
LN60 6090 PALHAVÁ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	143,9	128,3	39%
LN60 6091 PALHAVÁ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	3,11	386	325	128,5	118,8	37%
LN60 6092 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,73	386	325	50,8	47,1	14%
LN60 6093 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	4,72	386	325	118,4	107,5	33%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AL1200	A	0,37	1669	1403	220	214,7	15%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	173,5	143,6	30%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,63	582	474	146,7	112,6	25%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,29	582	474	1,4	1,4	0%
LN60 6100 PALHAVÁ-NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,75	582	474	212,8	181,5	38%
LN60 6101 MATAÇÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	686	606	205,1	151,8	30%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,78	386	325	89,5	63,8	23%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,12	582	474	89,5	63,8	15%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,79	386	325	120,9	95,2	31%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,22	582	474	120,9	95,2	21%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	71,4	65,3	23%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	117,6	84,4	20%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	117,6	84,4	9%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,11	386	325	149,2	92,9	39%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,7	686	606	261	166,6	38%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	149,2	92,9	41%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	112,4	79,6	19%
LN60 6106 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	112,4	79,6	8%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,09	386	325	160,3	93,5	42%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	160,3	93,5	44%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	268,9	162,9	39%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,93	582	474	121,8	112,2	24%
LN60 6109 PALHAVÁ-METRO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	0,6	0,6	0%
LN60 6110 PALHAVÁ-METRO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,53	582	474	154,1	152,6	32%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,4	582	474	156,1	109,1	27%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,35	582	474	156,1	109,1	27%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	156,1	109,1	35%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	156,1	109,1	35%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,38	582	474	190,4	125,4	33%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	190,4	125,4	42%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	273,3	227,9	40%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	76,2	68,5	17%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	77,4	69,6	17%
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	58,4	77,3	11%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	58,4	77,3	11%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	199,6	201,9	33%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	199,6	201,9	50%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	204	163,6	30%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	204	163,6	43%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	205,8	165,1	43%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	205,8	165,1	30%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	296,6	225,2	43%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	296,6	225,2	43%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	1,6	1,6	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	0,8	0,8	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	3	1x3x1 AA325	A	14,3	686	606	0,8	0,8	0%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	11,99	686	606	59,6	64,8	11%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	210,5	170	36%
LN60 6131 PS MOSCAVIDE-EXPO SU	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,44	582	474	137,3	132,4	28%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,43	582	474	122,8	119,6	25%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	110,9	98,7	21%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	82,7	81,2	17%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,52	386	325	45,9	52,5	16%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6138 QUINTA DA CALDEIRA-LOURES	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6139 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	76,5	69,1	21%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	226,3	195,8	33%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	171,7	147,6	25%
LN60 6146 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	0	0	0%
LN60 6147 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	137	95,4	24%
LN60 6148 ANAIA-PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	2,64	387	279	0,1	0,1	0%
LN60 6149 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3,2	3,2	1%
LN60 6150 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3,2	3,2	1%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	274,8	304,7	50%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	166,6	219,4	36%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,25	899	725	166,6	219,4	30%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	10,4	686	606	180	237	39%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,24	899	725	180	237	33%
LN60 6154 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	567,1	512,1	31%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	100	90,5	23%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	34,8	35,2	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	133,4	124,6	21%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	133,4	124,6	31%
LN60 6156 RIO DE MOURO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6158 CARRICHE-SENHOR ROUBADO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,82	582	474	177,6	125,7	31%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	239,1	166,8	53%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,05	582	474	239,1	166,8	41%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,36	899	725	130,4	86,6	15%
LN60 6162 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	172,9	148,3	31%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	81,8	55,5	18%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,3	451	401	70,9	63,8	16%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	70,9	63,8	13%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	159,3	123,8	23%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	159,3	123,8	23%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,22	899	725	159,3	123,8	18%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,5	686	606	35,4	30,6	5%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	56,2	59,1	14%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,74	1528	1233	393,6	267,8	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,34	1528	1233	391,8	266,7	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	4,04	1372	1212	391,8	266,7	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 AA325	A	0,02	1089	769	393,6	267,8	36%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 AA325	A	0,44	1372	1212	393,6	267	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	6	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	206,2	140,4	30%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	7	2x3x1 AA325	A	4,68	1372	1212	393,6	267,8	29%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,14	582	474	121,4	93	21%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,99	582	474	121,4	93	21%
LN60 6170 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	567,1	512,1	31%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	279	270,1	22%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	115,3	96,6	20%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,81	899	725	115,3	96,6	13%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,45	582	474	115,3	96,6	20%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	223,7	228,1	57%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	2	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	267,6	283,7	71%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2 / ALTO DA FOLGOROSA	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	461,9	426,8	70%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	189,2	174,9	37%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE - AEROPORTO II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	149,4	138,2	29%
LN60 6178 CABEDA - CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	408,1	250,9	59%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	178,2	140,7	37%
LN60 6180 SETE RIOS (REN)-PALHÁVA III	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	567,1	512,1	31%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	157,4	134,6	22%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	157,4	134,6	28%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	183,7	163,2	27%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	183,7	163,2	34%
LN60 6188 SABUGO-P. E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	148	154	38%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0,2	0,2	0%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1372	1212	395,2	276,8	29%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1372	1212	396,1	284,8	26%
LN60 6193 PALHAVÁ-LUZ	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,44	582	474	136	102,1	23%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,2	582	474	146	93	25%
LN60 6195 PALHAVÁ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,35	582	474	132	132,3	28%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	245,7	175	27%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	2	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	245,7	175	36%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	92,6	81,6	21%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	92,6	81,6	11%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 1	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	628,9	560,3	36%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	662,1	589,9	38%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,58	582	474	151,5	133,9	28%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,98	582	474	90,4	66,4	16%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	206,1	174	37%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 AA325	A	3,4	1372	1212	150,8	164,3	14%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	1x3x2 AA325	A	0,01	1089	769	150,9	164,4	21%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,43	1528	1233	150,8	164,3	13%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	1x3x1 AC380	A	1,69	1425	1365	150,8	164,3	12%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	0,4	1425	1365	0	0	0%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	6	1x3x1 AC380	A	0,18	1425	1365	150,8	164,3	12%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 AA175	A	0,01	483	429	33	33,6	8%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,23	582	474	33	33,6	7%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	8,98	686	606	125,8	223,6	37%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	151	124,9	22%
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	152,8	126,4	22%
LN60 6212 MONTEMOR-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,57	451	401	85,8	115,4	29%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1372	1212	232,8	176,4	17%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1372	1212	303,1	225,7	22%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	2	1x3x1 AA160	A	16,62	362	261	0,9	0,9	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	255,9	147,8	71%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x2x1 AA260	A	9,76	475	338	56,7	60,6	18%
LN60 6221 POMBAL (REN)-POMBAL	1	1x3x1 CU300	A	0,04	1012,4	944,7	443	415,4	44%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	193,4	161,6	28%
LN60 6223 OURÉM-AZÓIA	1	1x3x1 AA325	A	20,17	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 6225 AZÓIA-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	10,17	615	431	360,6	370,3	84%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1230	861	318,5	278	32%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA I	2	2x3x1 AA325	A	0,3	1372	1212	318,5	278	23%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1372	1212	322,3	281,3	23%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1230	861	487	443,9	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1230	861	487	443,9	52%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1445	1004	487	443,9	44%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	212	185,9	48%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	6,85	451	401	135,1	144,6	36%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	119,6	113,1	26%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	119,6	113,1	29%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	262,1	209,7	49%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1372	1212	344	293,4	25%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	203	183,4	48%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	258,1	222,5	31%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	258,1	222,5	58%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	153,4	146,3	36%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	195	130,2	34%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	195	130,2	43%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	3	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,24	386	325	195	130,2	51%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	0,2	0,2	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	2	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	3	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,21	386	325	0,2	0,2	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,18	386	325	158,2	108,5	41%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	158,2	108,5	44%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	0%
LN60 6237 PC MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,2	386	325	0,2	0,2	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	157,9	108,2	55%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	157,9	108,2	55%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,3	451	401	157,9	108,2	35%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	157,9	108,2	27%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	157,9	108,2	35%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	6,9	4,9	1%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	2	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	6,9	4,9	2%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	150,6	134,2	22%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	159	105,9	42%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	211,2	185,7	48%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	211,2	185,7	31%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	132,1	117,7	36%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	37,4	44,4	17%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,8	544	384	328,1	270,8	71%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	234,4	208	34%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	2x3x1 AA235	A	7,62	921	658	234,4	208	32%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	78,3	69	21%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	78,1	68,8	11%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	3	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	156,2	137,7	36%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1089	769	275,4	223,2	29%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	78,1	68,8	21%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	0,06	460	329	0,2	0,2	0%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	12,07	686	606	50,5	52,8	9%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	50,5	52,8	9%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	350	253	0,5	0,5	0%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 6252 SERRA D'EL-REI (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	5,07	350	253	284,8	207,4	82%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,5	350	253	112,4	73,2	32%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	4,4	5,4	2%
LN60 6256 SANTA CITA-IFM	1	1x3x1 AA160	A	3,13	362	261	31,7	47,1	18%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA235	A	0,59	460	329	17,47	17,98	5%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	220,9	178,7	32%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	231,4	191,8	34%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	5,4	544	384	220,9	178,7	47%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA160	A	0,81	451	401	0	0	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	1	2x3x1 AA325	A	0,18	1372	1212	277,7	213	20%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	2	2x3x1 AA325	A	10,99	1372	1212	277,9	213,1	20%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	1	1x3x1 AA325	A	0,59	686	606	135,6	104	20%
LN60 6259 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) II	2	1x3x1 AA235	A	10,71	460	329	135,6	104	20%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,46	386	325	66,6	70,8	22%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	1	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	207,5	153,5	23%
LN60 6261 TAVIRA (REN)-AMEIXIAL	2	2x3x1 AA325	A	5,2	1372	1212	207,5	153,5	15%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	42,4	51,3	20%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	42,4	51,3	8%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	170,8	117,8	19%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	2x3x1 AA325	A	1,35	1372	1212	170,8	117,8	12%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	1528	1233	243,3	349	28%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,77	1528	1233	243,3	349	28%
LN60 6264 TUNES (REN)-VILAMOURA	3	2x3x1 AA325	A	12,45	1372	1212	243,3	349	29%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	186,4	149,2	27%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	71,6	46	12%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERROA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,39	582	474	71,6	46	12%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,6	386	325	92	94,2	29%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,18	1528	1233	376,9	400,7	32%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	376,9	400,7	33%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,58	582	474	73	45,4	13%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,92	350	253	104,1	129,1	51%
LN60 6272 01 BAIRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	236,4	257,6	64%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	11,27	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIMA	2	1x3x1 AA325	A	5,18	544	384	236,7	257,9	67%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1,1	97,9	24%
LN60 6273 PC PIAS-EE PEDRÓGÃO MARGEM DIREITA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	1,1	97,9	14%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	138,5	115,3	24%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,97	582	474	138,5	115,3	24%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	36,9	31,9	8%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	4,7	6,4	2%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	2	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	4,7	6,4	2%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	4,9	6,4	2%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,55	582	474	81,7	90,5	19%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	3	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	79,5	88,4	22%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	4	1x3x1 AA160	A	9,22	451	401	81,7	90,5	23%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,52	899	725	1,1	1,1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	1,1	1,1	0%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	3	1x3x1 AA325	A	2,34	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÁ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	148,3	120	22%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÁ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	148,3	120	33%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,89	582	474	82,3	76,8	16%
LN60 6283 MERCEANA-MATAÇÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	79,2	53,2	15%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	38,2	55,3	14%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	38,2	55,3	14%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	38,2	55,3	12%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	122	79,4	18%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	122	79,4	17%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	122	79,4	17%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,41	989	806	122	79,4	12%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	122	79,4	18%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	36,8	31,7	5%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	36,8	31,7	5%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	36,8	31,7	6%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	36,8	31,7	6%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	36,8	31,7	5%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	1,8	1,8	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	1,8	1,8	0%



Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	1,4	1,4	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	2	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1,4	1,4	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1,4	1,4	0%
LN60 6290 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	132	116,6	25%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	1,5	686	606	217	281,9	47%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,07	899	725	217,4	281,9	39%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	3	1x3x1 AA325	A	2,64	686	606	217,4	281,9	47%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	4	1x3x1 AA325	A	20,73	686	606	217,4	281,9	47%
LN60 6295 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL	1	1x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	725	725	95,8	85,4	13%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,42	582	474	148,8	145,1	31%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,78	582	474	107,6	91,4	19%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA160	A	12,1	902	802	1,4	1,4	0%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEIÇÃO	2	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	1,4	1,4	0%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	53,2	63,4	8%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	53,2	63,4	10%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,49	582	474	170,4	190,4	40%
LN60 6303 COINA-VILA CHÁ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	89	57,5	20%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	157,6	127,5	33%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	157,6	127,5	23%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	157,6	127,5	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	157,6	127,5	23%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	5,31	1372	1212	321,5	235,4	23%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	2,33	1372	1212	321,5	235,4	23%
LN60 6314 TAVIRA (REN) - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1372	1212	241,1	287,5	24%
LN60 6321 ALQUEVA (REN)-PS ALAMOS	1	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	175	164,6	21%
LN60 6321 ALQUEVA(REN)- PS ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	175	164,6	27%
LN60 6334 CAEIRA-PS EVORA SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	204,3	230,1	38%
LN60 6334 CAEIRA-PS EVORA SUL	2	1x3x1 AA325	A	4,32	544	384	204,3	230,1	60%
LN60 6334 CAEIRA-VIANA	1	1x3x1 AA325	A	0,78	686	606	87,5	76,5	13%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	1	1x3x1 AA105	A	3,08	285	208	0,8	0,8	0%
LN60 6343 LOULE-CIMPOR I	2	1x3x1 AA160	A	11,46	362	261	0,8	0,8	0%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	94,4	89,6	15%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	57,3	54,3	11%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	37,5	35,5	8%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	94,4	89,6	12%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	0,5	0,5	0%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	2	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	1x3x1 AA325	A	0,4	686	606	139,4	179,2	30%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	2x3x1 AA160	A	8,87	723	523	139,4	179,2	34%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1100	969	272,9	378,7	39%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,45	1528	1233	272,9	378,7	31%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	3	2x3x1 AA325	A	7,13	1089	769	272,9	378,7	49%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,46	899	725	140	189,4	26%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x2 AA160	A	10,8	723	523	140	189,4	36%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	103,1	71,9	15%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	2	1x3x1 AA325	A	14,57	686	606	103,1	71,9	15%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	1x3x2 AA325	A	0,21	1089	769	178,6	265,2	34%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	1x3x2 AA325	A	1,11	1089	769	178,6	265,2	34%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,78	1528	1233	178,6	265,2	22%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	4	1x3x2 AA325	A	1,15	1089	769	178,6	265,2	34%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	5	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,31	1528	1233	178,6	265,2	22%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1100	969	271,6	377	39%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,41	1528	1233	271,6	377	31%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	3	2x3x1 AA325	A	7,16	1089	769	271,6	377	49%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,43	362	261	74,4	52,4	21%
LN60 6371 02 SÃO TEOFILO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	436,13	387,96	80,8	77,2	20%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	1	1x3x1 AA160	A	18,11	362	261	112	108	41%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	2	1x3x1 AA160	A	0,87	362	261	40,5	38,5	15%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	3	1x3x1 AA160	A	11,2	362	261	129,8	128,1	49%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	4	1x3x1 AA160	A	1,42	451	401	129,8	128,1	32%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,19	582	474	0,6	56,8	12%
LN60 6383 PC PIAS-EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	0,6	56,8	14%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	2,3	1372	1212	305,6	235,3	22%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTIJO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1425	1365	305,6	235,3	21%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	62,4	61,7	10%
LN60 6389 DIVOR(REN)-CERAMICA	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	59,4	46	9%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,08	1833,5	1541,2	245,8	212,3	14%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,1	1833,5	1541,2	191,8	165,6	11%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,71	582	474	263,3	204,3	45%
LN60 6396 PS PALHAVÁ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,99	582	474	137,8	131,2	28%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,79	582	474	120	181,4	38%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x2 AA325	A	1,95	1089	769	0,2	0,2	0%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	2	1x3x2 AA325	A	5,04	1089	769	119,3	180,7	23%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	5,14	582	474	117,4	98,2	21%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	200,2	170	44%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,34	582	474	52,8	54,6	12%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	52,8	54,6	22%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,28	899	725	108,3	117	16%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA160	A	2,67	451	401	108,3	117	29%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	38,7	42,6	11%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,95	582	474	113,2	85,2	19%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1372	1212	104,8	71,9	8%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1425	1365	104,8	71,9	7%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	4,25	686	606	236	309	51%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,64	899	725	236	309	43%
LN60 6470 CF TENDEIROS-ALPALHÁ	1	1x3x1 AA160	A	2,92	451	401	188,1	187,8	47%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	157,3	201,4	33%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	544	384	157,3	201,4	52%
LN60 6472 ESTÓI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,37	1372	1212	246	311,1	26%
LN60 6477 CASAL DA LEBRE - CRISAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,57	582	474	77,2	80,5	17%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	87,5	76,5	13%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	2	1x3x1 AA325	A	22,81	544	384	87,5	76,5	20%
LN60 6490 SÃO JORGE - CABOPOL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,51	582	474	42,7	42,8	9%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	2,1	2,1	0%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,91	582	474	2,1	2,1	0%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE MOURA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	0,8	0,7	0%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE MOURA	2	2x3x1 AA160	A	6,72	902	802	0,8	0,7	0%
LN60 6498 PS ÁLAMOS-PS VALE MOURA	1	1x3x1 AA325	A	9,2	686	606	225,7	225,9	37%
LN60 6498 PS VALE DE MOURA-PS ÁLAMOS	1	2x3x1 AA325	A	0,06	1372	1212	225,7	225,9	19%
LN60 6498 PS VALE DE MOURA-PS ÁLAMOS	2	2x3x1 AA160	A	35,23	902	802	225,7	225,9	28%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	197,2	162,2	42%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,49	544	384	214,1	170,4	44%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	2,1	2,1	1%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	137,5	138,8	23%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	136,6	137,8	23%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	104,2	106,4	41%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2,2	2,3	1%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	31,5	14,9	3%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	3	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	31,5	14,9	7%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2,2	2,3	0%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROUL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	68,8	56,8	10%
LN60 6514 MARANHÃO-ALCÁÇOVA	1	1x3x1 AA160	A	38,83	362	261	2	2,1	1%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	75,6	100,4	26%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	299,4	201,5	44%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	157,2	201,3	52%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	32	15	13%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	132,6	133,8	35%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	4,21	544	384	235,3	245,1	64%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	83,5	157,3	26%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃO	2	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	83,5	157,3	60%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	119,4	122	32%
LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	33,45	544	384	125	134,5	35%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	48,6	42,3	6%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	48,6	42,3	11%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	142,7	162,4	42%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMONDA	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	138,1	118,3	31%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	86,2	89,1	23%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	52,4	41,4	11%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	221,2	201,6	53%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	226,3	267,7	44%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	348,8	277,6	51%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BOI	2	2x3x1 AA160	A	16,69	723	523	348,7	277,5	53%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	544	384	313,2	210,8	58%
LN60 6550 ALMOUROUL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	102,3	81,1	15%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	319,9	275,3	72%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	321,6	216,4	47%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	544	384	120,1	108,8	28%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	0,7	0,7	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO I/II)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	418,4	155,8	93%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	196,4	151,9	44%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	18,1	451	401	83,4	98	24%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	82,8	97,4	24%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	20,6	21,6	5%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	1x3x1 AA325	A	3,8	686	606	264,6	275,6	45%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	0,27	451	401	3,6	3,6	1%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	21,84	451	401	1,8	1,8	0%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	0,25	451	401	30,9	32,6	8%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	21,89	451	401	31,2	32,8	8%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	129,9	146,3	38%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	130	146,1	24%
LN60 6567 MEXEIRO-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,03	544	384	0	0	0%
LN60 6570 ALMOUROUL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,1	451	401	194,1	143,8	43%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS I	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	1528	1233	426,5	414,7	34%
LN60 6572 ENVIROIL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	0,9	1	0%
LN60 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,38	740	599	330,2	249,9	45%
LN60 6574 FONTAINHAS-ALCANEDA	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	159,4	152,1	19%
LN60 6575 ZÉZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1372	1212	370,8	305	27%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	200,6	142,6	44%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	135,9	117,5	20%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	101,4	86,6	15%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,47	899	725	181,5	208,5	29%
LN60 6579 FONTAINHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	181,5	208,5	34%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAINHAS II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,36	1528	1233	402,2	391,1	32%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	1	1x3x1 AA160	A	10,84	451	401	142,5	158,3	39%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWER	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	142,5	158,3	39%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	113,9	89,8	17%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	544	384	153	120,4	31%
LN60 6584 S.VICENTE-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	30,6	544	384	1,7	1,7	0%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	100,9	116,2	19%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	147,2	129,1	22%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	147,2	129,1	21%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	147,2	129,1	18%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	108,1	94,7	16%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFRE	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	108,1	94,7	16%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN) - SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1272	1212	227,1	184,1	17%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1372	1212	390	362,8	30%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	202,6	175,8	30%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,4	1372	1212	202,1	175,4	15%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1372	1212	0,8	0,8	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1372	1212	146,4	128,6	11%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA235	A	6,72	921	658	442	366,3	56%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,6	1528	1233	442	366,3	30%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1089	769	442	366,3	48%
LN60 6593 PONTÃO-ALVAÍZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,7	686	606	216	174,8	31%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0092 PETROGAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,23	582	474	1,6	1,6	0%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0092 PETROGAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	1,6	1,6	0%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0092 PETROGAL	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,94	582	474	1,6	1,6	0%
LN60 9010 PC BARBOSA & ALMEIDA-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	126,6	121,2	20%
LN60 9012 CARRASCAS-HANON SYSTEMS	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	42,6	44,7	11%
LN60 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	1	1x3x2 AA325	A	0,27	1089	769	463,7	442,6	58%
LN60 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	1	2x3x1 AA325	A	8,22	1372	1212	463,7	442,6	37%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	7,52	740	599	101,7	75,6	14%
LN60 BORBA-CF ESTEVEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8	451	401	186,1	185,6	46%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	1	1x3x1 AA235	A	0,64	460	329	211,1	212,1	64%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	2	1x3x1 AA325	A	3,9	686	606	211,1	212,1	35%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,6	899	725	211,1	212,1	29%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	2,8	1372	1212	232,4	198,4	17%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1528	1233	232,4	198,4	16%
LN60 CF ALCANHÕES	1	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	169,5	169,8	42%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	33,4	47,6	12%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	33,4	47,6	12%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	3	1x3x1 AA160	A	5,18	362	261	33,4	47,6	18%
LN60 CF GRANHO	1	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	186,9	187,8	47%
LN60 CF GRANHO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	16,71	686	606	171,4	167,4	28%
LN60 CF INSUA	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	421,5	422,5	70%
LN60 CF MEXEIRO-MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	165,1	189,8	31%
LN60 CF MEXEIRO-MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	11,26	544	384	165,1	189,8	49%
LN60 CF MORGAVEL	1	2x3x1 AA325	A	1,73	1372	1212	453,2	453,2	37%
LN60 CUSTOIAS (REN)-UNICER	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	120,5	120,6	20%
LN60 CUSTOIAS (REN)-UNICER	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	120,6	120,6	20%
LN60 CUSTOIAS (REN)-UNICER	3	2x3x1 AA325	A	2,96	1372	1212	120,5	120,6	10%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 FERREIRA-CF FERREIRA S36	1	1x3x1 AA325	A	6,25	686	606	336	336	55%
LN60 GLÓRIA-CF GRANHO	1	1x3x1 AA325	A	5,11	686	606	60,7	62,7	10%
LN60 GLÓRIA-CF MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	101,2	86,4	15%
LN60 GLÓRIA-CF MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,96	544	384	101,2	86,4	22%
LN60 GLÓRIA-CF MEXEIRO	3	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,06	386	325	8,4	55,2	17%
LN60 MIRA-PARDAL HOLDING	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,6	899	725	169	166,5	23%
LN60 MIRA-PARDAL HOLDINGS	1	1x3x1 AA235	A	10,92	460	329	169	166,5	51%
LN60 MOGADOURO-MOGADOURO (PRE)	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,1	740	599	397,7	397,7	66%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	1	1x3x1 AA325	A	7,94	686	606	417,9	417,5	69%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,74	740	599	417,9	417,5	70%
LN60 PC DAIVÕES - DAIVÕES(PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	53	53,6	13%
LN60 PC DAIVÕES - LOMBA DA SEIXA II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	8,8	451	401	120,6	79,9	27%
LN60 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA235	A	8	544	384	159,2	161,7	42%
LN60 PC PIAS-PC INSUA	1	2x3x1 AA325	A	10,37	1372	1212	124	338,7	28%
LN60 PC PIAS-PC INSUA	2	1x3x2 AA325	A	0,04	1089	769	124	338,7	44%
LN60 PE TOCHA - TOCHA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,7	582	474	300,8	185,2	52%
LN60 PE TOCHA - TOCHA	1	1x3x1 AA235	A	7,27	686	606	301	185,5	44%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSAFRIM I	1	2x3x1 AA325	A	1,09	1372	1212	395,2	343	29%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSAFRIM I	2	2x3x1 AA325	A	16,27	1372	1212	395,2	343	29%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSAFRIM I	3	2x3x1 AA325	A	1,06	1372	1212	395,2	343	29%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSAFRIM I	4	2x3x1 LXHIQLE630	S	2,87	1258	1018	395,2	343	34%
LN60 PORTIMÃO(REN)-PS BENSAFRIM II	1	2x3x1 AA325	A	1,6	1372	1212	283,1	245,7	21%
LN60 PORTIMÃO(REN)-PS BENSAFRIM II	2	1x3x1 AA325	A	3,75	686	606	283,1	245,7	41%
LN60 PORTIMÃO(REN)-PS BENSAFRIM II	3	2x3x1 AA160	A	15,38	902	802	283,1	245,7	31%
LN60 PORTIMÃO(REN)-PS BENSAFRIM II	4	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	283,1	245,7	41%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	79,4	91,7	15%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,1	899	725	79,5	91,8	13%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 AA325	A	18,64	544	384	1	1	0%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	4	1x3x1 AA325	A	20,65	544	384	79,7	92	24%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO/VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,17	686	606	80,3	92,6	15%
LN60 PS BENSAFRIM-LAGOS	1	2x3x1 AA160	A	5,75	902	802	329	342,2	43%
LN60 PS BENSAFRIM-LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	1,6	1372	1212	329	342,2	28%
LN60 PS BENSAFRIM-PE BARÃO S. JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	8,06	1372	1212	605,2	479,3	44%
LN60 PS BENSAFRIM-PE BARÃO S. JOÃO	2	2x3x1 AA325	A	1,09	1372	1212	605,2	479,3	44%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	159,6	161,4	27%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	159,6	161,4	27%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	3	1x3x1 AA160	A	2,99	451	401	159,6	161,4	40%
LN60 SOUTELO - PC DAIVÕES	1	1x3x1 AA160	A	23,23	451	401	153,3	95,3	34%
LN60 UNICER-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,77	686	606	0,2	0,2	0%
LN60 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA I	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	253,5	226,9	37%
LN60 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA II	1	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	255,2	228,4	38%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	7,82	544	384	115,6	108,9	28%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	115,4	108,7	18%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CENTRAL DE BIOMASSA DE VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	289,9	230,4	42%
LN60 1508 CANIÇOS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	1,7	451	401	165	176	44%
LN60 FERREIRA REN - ALJUSTREL II	1	1x3x1 AA325	A	23,37	686	606	0,0	0,0	0%

Página em branco

# **ANEXO B.1.4.2 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT 31.12.2025**

Página em branco

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN130 1415 LINDOSO-PEDRALVA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	37,95	686	606	226,7	178,2	33%
LN60 0001 OLHÃO-TAVIRA	1	1x3x2 AA160	A	16,85	723	523	86	104,5	20%
LN60 0002 01 SECIL	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	295,6	411,6	68%
LN60 0002 01 SECIL	2	2x3x1 AA160	A	7,61	723	523	295,6	411,6	79%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	2	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,36	989	806	4	4	0%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	3	1x3x2 AA160	A	1,78	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	4	1x3x2 AA160	A	3,29	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	5	1x3x2 AA160	A	0,36	723	523	8	8	2%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	6	1x3x2 AA160	A	5,37	723	523	4	4	1%
LN60 0002 S. SEBASTIÃO-COINA	7	1x3x2 AA160	A	0,99	723	523	293,9	409,8	78%
LN60 0006 QUARTEIRA-ALMÂNCIL	1	1x3x2 AA325	A	7,71	1089	769	180	253	33%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,85	537	387	0,6	0,6	0%
LN60 0007 COINA-CENTRAL DO BARREIRO	2	1x3x1 AA325	A	8,68	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 0008 FERREIRA-VALE DE GAIO	1	2x3x1 AA160	A	32,22	723	523	101,9	84,3	16%
LN60 0009 VALE DE GAIO-ÉVORA	1	1x3x1 AA160	A	51,32	362	261	0,2	0,2	0%
LN60 0011 CARRASCAS-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	9,03	544	384	151,8	150,5	39%
LN60 0012 S. SEBASTIÃO-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	29,71	362	261	80,4	95,1	36%
LN60 0013 01 GÁS ERMIDAS	1	1x3x1 AA160	A	1,65	362	261	6,8	10,6	4%
LN60 0017 SETÚBAL-ALGERUZ I	1	2x3x1 AA325	A	2,05	1372	1212	372,7	388,2	32%
LN60 0018 LAGOS-VILA DO BISPO	1	1x3x1 AA160	A	20,45	451	401	79,9	75,5	19%
LN60 0019 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO II	1	2x3x1 AA325	A	2,28	1089	769	374	343,8	45%
LN60 0020 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ I	1	1x3x1 AA325	A	2,64	544	384	163,2	164,4	43%
LN60 0021 S. SEBASTIÃO-ALGERUZ II	1	1x3x1 AA325	A	2,81	544	384	153,2	154,4	40%
LN60 0023 COINA-QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	6,32	544	384	61,2	44,2	12%
LN60 0024 01 IFAP	1	1x3x1 AA160	A	0,51	362	261	0,3	0,3	0%
LN60 0024 01 IFAP	2	1x3x1 AA160	A	5,13	362	261	0,3	0,3	0%
LN60 0024 SINES-SANTIAGO	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	98,7	73,7	14%
LN60 0025 SINES-MONTE FEIO I	1	2x3x1 AA325	A	8,02	1089	769	119,5	125,6	16%
LN60 0026 SINES-MONTE FEIO II	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1089	769	119,5	125,6	16%
LN60 0027 PIEDADE-MUTELA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,46	582	474	69,7	48,6	12%
LN60 0028 PIEDADE-MUTELA II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,43	582	474	138,9	103,9	24%
LN60 0029 SETÚBAL-S. SEBASTIÃO I	1	2x3x1 AA325	A	2,19	1089	769	388,3	356,9	46%
LN60 0030 PIEDADE-PORTAGEM I	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,15	582	474	88	75,3	16%
LN60 0031 PIEDADE-PORTAGEM II	1	1x3x1 AXKJ400	S	1,2	582	474	135,2	108,6	23%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	1	2x3x1 AA325	A	1,88	1089	769	432,1	329,1	43%
LN60 0032 FERNÃO FERRO-MATA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	1528	1233	432,1	329,1	28%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	1	2x3x1 AA325	A	1,94	1089	769	420,4	320,2	42%
LN60 0033 FERNÃO FERRO-MATA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,21	1528	1233	420,4	320,2	28%
LN60 0035 SOBREDA-LARANJEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,05	582	474	162,5	101,2	28%
LN60 0036 SOBREDA-LARANJEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,07	582	474	245,6	150,9	42%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	1	1x3x1 AA160	A	0,24	362	261	0	0	0%
LN60 0041 05 VARIANTE DE ALJUSTREL	2	1x3x1 AA160	A	1,7	362	261	0,1	0,1	0%
LN60 0041 FERREIRA-ALJUSTREL	1	1x3x1 AA325	A	24,24	686	606	234,0	233,3	39%
LN60 0042 01 CIMPOR II	1	1x3x1 AA105	A	3,57	285	208	67,2	135,5	65%
LN60 0042 TUNES-LOULÉ I	1	1x3x2 AA160	A	12,13	723	523	0,9	0,9	0%
LN60 0042 TUNES-LOULÉ II	2	1x3x2 AA160	A	11,74	723	523	66,7	135	26%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	2,75	1089	769	429,4	320,2	42%
LN60 0047 PIEDADE-TRAFARIA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	2,06	1372	1212	429,4	320,2	31%
LN60 0048 CAEIRA-TERENA	1	1x3x1 AA325	A	45,47	544	384	76,2	92,1	24%
LN60 0049 TERENA-VILA VIÇOSA	1	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	0,9	0,9	0%
LN60 0050 01 MONTIJO	1	2x3x1 AA325	A	0,56	1372	1212	224,5	151	16%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	1	1x3x1 AA325	A	4,03	544	384	109,4	61,5	20%
LN60 0050 MOITA-SÃO FRANCISCO	2	1x3x1 AA325	A	9,44	544	384	135,5	101,1	26%
LN60 0054 SOBREDA-PIEDADE	1	2x3x1 AA325	A	2,16	1089	769	302,9	215,6	28%
LN60 0055 PORTO DE LAGOS-LAMEIRAS	1	1x3x2 AA160	A	10,91	723	523	0,8	0,8	0%
LN60 0057 02 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO II	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	177,6	250,3	96%
LN60 0057 PORTO DE LAGOS-PORTIMÃO I	1	1x3x1 AA160	A	6,63	362	261	113,2	163	62%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	122,7	76	21%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,85	582	474	122,7	76	21%
LN60 0059 MATA-SEIXAL I	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	122,7	76	21%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	113,1	72,1	19%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	2	1x3x1 AXKJ400	S	1,81	582	474	113,1	72,1	19%
LN60 0060 MATA-SEIXAL II	3	1x3x1 AXKJ400	S	2,6	582	474	113,1	72,1	19%
LN60 0061 TORRE NATAL-OLHÃO	1	1x3x2 AA160	A	6,99	723	523	151	165,6	32%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	0,9	0,9	0%
LN60 0063 MATA-SOBREDA II	2	2x3x1 AA160	A	8,16	723	523	0,9	0,9	0%
LN60 0064 MATA-FOGUETEIRO I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,95	582	474	241,5	184,8	41%
LN60 0065 MATA-FOGUETEIRO II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,98	582	474	119,8	91	21%
LN60 0066 MATA-COINA I	1	2x3x1 AA160	A	5,78	723	523	222,8	165,6	32%
LN60 0067 MATA-COINA II	1	1x3x1 AA325	A	0,86	544	384	168,9	125,5	33%
LN60 0067 MATA-COINA II	2	2x3x1 AA160	A	6,13	723	523	168,9	125,5	24%
LN60 0068 CAEIRA-ÉVORA I	1	1x3x1 AA160	A	5,83	362	261	186	129	51%
LN60 0069 CAEIRA-(VALE DE GAIO) ÉVORA II	1	1x3x1 AA160	A	6,03	362	261	226,1	148,8	62%
LN60 0073 01 GÁS (ETA MORGAVEL)	1	1x3x1 AA160	A	1,22	362	261	4,7	7,7	3%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,17	582	474	253,7	249,8	53%
LN60 0074 ALJUSTREL - ALMINA (LAVARIA)	2	1x3x1 AA160	A	5,09	451	401	253,7	249,8	62%
LN60 0075 MONTE FEIO-COMPORTA	1	1x3x1 AA160	A	51,29	451	401	86,8	119,7	30%
LN60 0076 01 SILVES	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	77,3	75	19%
LN60 0076 TUNES-PORTO DE LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	14,5	1089	769	77	74,6	10%
LN60 0076 TUNES-PORTO DE LAGOS	2	2x3x1 AA325	A	9,7	1089	769	1,1	1,1	0%
LN60 0077 ESTÔL-OLHÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,39	1372	1212	449,9	464,6	38%
LN60 0078 CAEIRA-ESTREMOZ	1	2x3x1 AA160	A	42,45	723	523	4,6	4,6	1%
LN60 0080 SETÚBAL-ALGERUZ II	1	2x3x1 AA325	A	2,67	1372	1212	286	297,8	25%
LN60 0085 S. SEBASTIÃO-BRASIL I	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,32	582	474	107,3	85,8	18%
LN60 0086 S. SEBASTIÃO-BRASIL II	1	1x3x1 AXKJ400	S	2,27	582	474	114,1	89,1	20%
LN60 0087 ALJUSTREL-ORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA160	A	37,1	451	401	3,6	3,6	1%
LN60 01 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	1	2x3x1 AA235	A	0,84	921	658	109	63,9	12%
LN60 01 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	2	2x3x1 AA235	A	1,59	921	658	109	63,9	12%
LN60 01 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	109,1	63,9	16%
LN60 01 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	2x3x1 AA325	A	2,74	1372	1212	126	128,6	11%
LN60 01 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	126	128,6	21%
LN60 01 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	1	1x3x1 AA215	A	42,51	417	299	2,6	2,6	1%
LN60 01 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	2	1x3x1 AA215	A	0,03	417	299	5,2	5,2	2%
LN60 01 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	3	1x3x1 AA235	A	4,82	460	329	2,6	2,6	1%
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	1	1x3x1 AA160	A	8,96	362	261	26	37,3	14%
LN60 0100 ALDEIA NOVA - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	26	37,3	9%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,32	582	474	2	2	0%
LN60 0101 ALGERUZ-SETENAVE	2	1x3x1 AA325	A	9,36	544	384	2	2	1%
LN60 0103 SETÚBAL(REN)-PS SADO	1	1x3x1 AA485	A	4,11	723	502	237	217,4	43%
LN60 0104 SETÚBAL (REN)-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	6,99	723	502	224,1	205,6	41%
LN60 0105 01 TERRÓIA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,54	582	474	96,8	64,2	17%
LN60 0105 SETÚBAL-CENTRAL DE SETÚBAL I	1	1x3x1 AA325	A	1,56	544	384	96,8	64,2	18%
LN60 0107 SINES-NESTE I	1	1x3x1 AA325	A	4,95	686	606	164,4	181,3	30%
LN60 0107 SINES-NESTE I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,05	582	474	164,4	181,3	38%
LN60 0108 SINES-NESTE II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,04	582	474	163,8	180,6	38%
LN60 0108 SINES-NESTE II	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	163,8	180,6	30%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	1	1x3x1 AA485	A	13,73	723	502	164,8	137,5	27%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	2	2x3x1 AXBK500	S	3,15	1113	935	164,8	137,5	15%
LN60 0109 FERNÃO FERRO(REN)-CENTRAL DO BARREIRO	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,21	1258	1018	164,8	137,5	14%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	1	1x3x1 AA485	A	13,72	723	502	169,7	142,4	28%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	2	2x3x1 AXBK500	S	2,16	1113	935	169,7	142,4	15%
LN60 0110 FERNÃO FERRO-BARREIRO	3	2x3x1 LXHOLE630	S	0,21	1258	1018	169,7	142,4	14%
LN60 0111 TUNES-LAMEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	16,31	1089	769	253,9	338	44%
LN60 0112 BORBA-VILA VIÇOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,63	723	523	115,2	111,8	21%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x2 AA325	A	5,01	1089	769	85,6	132,7	17%
LN60 0113 LAMEIRAS-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x2 AA160	A	0,93	723	523	85,6	132,7	25%
LN60 0114 LAMEIRAS-LAGOA I	1	1x3x1 AA160	A	4,32	451	401	102,3	112,5	28%
LN60 0115 LAMEIRAS-LAGOA II	1	1x3x1 AA160	A	4,36	451	401	102,5	112,8	28%
LN60 0116 BRACIAIS-TORRE NATAL	1	1x3x2 AA325	A	4,5	1089	769	33,4	53,3	7%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	11,55	544	384	62,2	57,8	15%
LN60 0117 QUINTA DO CONDE-SANTANA	2	1x3x1 AA325	A	0,22	686	606	62,2	57,8	10%
LN60 0118 ESTÓI-BRACIAIS	1	2x3x1 AA325	A	9,03	1372	1212	365,7	423,4	35%
LN60 0119 CENTRAL DO BARREIRO-QUIMPARQUE	1	1x3x1 AXBK1300	S	0,87	982	825	344,8	275,4	35%
LN60 0121 01 S. BRÁS DE ALPORTEL	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,36	386	325	108,2	77,2	28%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	1	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	309,4	248,7	45%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	2	1x3x2 AA160	A	3,15	723	523	309,4	248,7	48%
LN60 0121 ESTÓI-LOULÉ	3	1x3x2 AA160	A	10,46	723	523	219,4	178	34%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,78	686	606	92,4	102,8	17%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	2	1x3x2 AA160	A	15,18	723	523	92,8	103,2	20%
LN60 0122 ESTÓI-TAVIRA	3	1x3x2 AA160	A	3,14	723	523	92,4	102,8	20%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	1	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	143,2	148,4	24%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	2	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	143,2	148,4	37%
LN60 0123 LAGOS-PICOS VERDES	3	1x3x1 AA160	A	11,93	451	401	143,2	148,4	37%
LN60 0124 SINES-REFER I	1	1x2x1 AA325	A	12,87	544	384	36	38,2	10%
LN60 0125 SINES-REFER II	1	1x2x1 AA325	A	12,86	544	384	36,1	38,3	10%
LN60 0126 TUNES-S.BARTOLOMEU DE MESSINES	1	1x3x1 AA160	A	11,19	451	401	71,2	65,3	16%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 AA160	A	2,63	451	401	75,7	80,9	20%
LN60 0128 BRACIAIS-FARO II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,29	899	725	75,7	80,9	11%
LN60 0130 ALGERUZ-PEGÕES	1	1x3x1 AA160	A	28,75	451	401	89	104,6	26%
LN60 0131 PEGÕES-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	17,53	451	401	80	61	18%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,22	686	606	110,6	70,4	16%
LN60 0132 FERNÃO FERRO (REN)-AROEIRA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	110,6	70,4	12%
LN60 0133 VALE DE GAIO-ALCÁCER	1	1x3x1 AA160	A	22,26	451	401	90	73,3	20%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,01	582	474	0,4	0,4	0%
LN60 0138 MONTE FEIO-TRANSGÁS ATLÂNTICO I	2	1x3x1 AM148	A	6,64	350	253	0,4	0,4	0%
LN60 0140 TUNES-REFER I	1	1x2x1 LXHOLE400	S	0,62	582	474	13,9	22,1	5%
LN60 0141 TUNES-REFER II	1	1x2x1 LXHOLE400	S	0,62	582	474	0,7	0,7	0%
LN60 0142 01 QUINTA DO CONDE	1	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	237,2	167,2	35%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	121,5	100,8	18%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,06	899	725	121,5	100,8	14%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	3	1x3x1 AA325	A	12,21	686	606	121,5	100,8	18%
LN60 0142 FERNÃO FERRO (REN)-SANTANA	4	1x3x1 LXHOLE1000	S	5,24	899	725	349,1	266,2	39%
LN60 0143 PIEDADE-METRO SUL TEJO I	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,03	386	325	0,8	0,8	0%
LN60 0144 PIEDADE-METRO SUL TEJO II	1	1x3x1 LXHOLE185	S	1,02	386	325	24,3	18,5	6%
LN60 0145 MOURA-PIAS	1	1x3x1 AA160	A	17,8	451	401	81	81,1	20%
LN60 0146 ÁLAMOS-REGUENGOS	1	1x3x1 AA160	A	16,42	451	401	120,4	110,9	28%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	291,9	333,9	55%
LN60 0147 FERREIRA (REN)-FERREIRA	2	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	291,9	333,9	55%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEADA	1	1x3x1 AA485	A	4,18	723	502	235,7	175,8	35%
LN60 0148 TRAFARIA (REN)-PIEADA	2	2x3x1 AA160	A	1,18	723	523	235,7	175,8	34%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	1	1x3x1 AA485	A	4,19	723	502	305,4	225,7	45%
LN60 0149 TRAFARIA (REN)-SOBREDA	2	2x3x1 AA160	A	1,17	723	523	305,4	225,7	43%
LN60 0152 BARREIRO-QUIMPARQUE	1	2x3x1 AXBK500	S	2,02	1113	935	223,9	165,6	20%
LN60 0153 PORTIMÃO (REN)-PORTO LAGOS I	1	1x3x1 AC380	A	3,81	1425	1365	205	235,5	17%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS I	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,1	1528	1233	389,1	447,1	36%
LN60 0154 PORTIMÃO(REN)-PORTO DE LAGOS II	2	2x3x1 AA325	A	3,73	1372	1212	389,1	447,1	37%
LN60 0155 PS SADO-SE SADO	1	1x3x1 AA485	A	2,63	723	502	236,9	217,3	43%
LN60 0157 ALGERUZ-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	13,71	1372	1212	1,5	1,5	0%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	0,19	362	261	93,9	112	43%
LN60 0160 SERPA-BRINCHES	2	1x3x1 AA160	A	9,37	362	261	93,9	112	43%
LN60 0161 BEJA-BRINCHES	1	1x3x1 AA160	A	26,74	362	261	2	2	1%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	1	1x3x1 AA160	A	11,27	362	261	32,6	36,3	14%
LN60 0163 AMEIXIAL-CACHOPO	2	1x3x1 AA160	A	1,73	362	261	32,6	36,3	14%
LN60 0164 PE SERRA MÚ-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	196,9	138,6	44%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	110,9	104,2	17%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	1	1x3x2 AA160	A	0,14	723	523	110,9	104,2	20%
LN60 0166 ESTREMOZ-ESTREMOZ(REN)	2	1x3x2 AA160	A	2,96	723	523	110,9	104,2	20%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	1	2x3x1 AA160	A	10,94	723	523	269,5	271,7	52%
LN60 0167 ESTREMOZ(REN)-BORBA	2	1x3x1 AA325	A	6,48	686	606	269,5	271,7	45%
LN60 0169 ALJUSTREL - ALMINA (FEITAIS)	1	1x3x1 AA160	A	1,04	362	261	167,1	170,7	65%
LN60 0173 Alqueva (REN)-Moura	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	70,3	116,6	19%
LN60 0173 Alqueva (REN)-Moura	2	2x3x1 AA160	A	13,12	902	802	70,3	116,6	15%
LN60 0174 ALMANCIL-BRACIAIS	1	1x3x2 AA325	A	4,43	1089	769	67,5	117,3	15%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	1	1x3x2 AA325	A	0,21	1089	769	102,4	128,3	17%
LN60 0175 MONTECHORO-VILAMOURA	2	1x3x2 AA325	A	7,77	1089	769	102,4	128,3	17%
LN60 0176 02 ALMODÓVAR	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	26,5	18	6%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	0,1	0,1	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	2	1x3x1 AA160	A	1,09	362	261	0,1	0,1	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	3	1x3x1 AA160	A	10,1	362	261	0,7	0,7	0%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	4	1x3x1 AA160	A	8,22	362	261	26,4	17,6	7%
LN60 0176 PORTEIRINHOS-AMEIXIAL	5	1x3x1 AA160	A	8,78	362	261	26,3	17,6	7%
LN60 0179 CFV FERREIRA-FERREIRA (REN)	1	1x3x1 AA160	A	0,58	362	261	70	103	39%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	125,5	79,8	18%
LN60 0180 FERNÃO FERRO-AROEIRA II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,29	899	725	125,5	79,8	14%
LN60 0181 CEN HIDRICA PEDROGÃO-PIAS	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,16	582	474	158,4	138,7	29%
LN60 0182 PIAS-EE MARGEM ESQ. PEDROGÃO	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,3	582	474	5,8	81,3	17%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	1	1x3x1 AA160	A	1,25	451	401	28,1	28,3	7%
LN60 0184 CASTRO MARIM-INAG	2	1x3x1 AA160	A	2,86	451	401	28,1	28,3	7%
LN60 02 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	5,92	461	329	72,4	56,7	17%
LN60 02 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	2	1x3x1 AA245	A	8,82	461	329	72,6	56,9	17%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	10,95	544	384	205,9	197,8	52%
LN60 02 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	2	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	205,9	197,8	33%
LN60 02 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	1	1x3x1 AA325	A	10,98	686	606	157,9	114,1	23%
LN60 1001 TORGA (PRE)-NUNES (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	16,83	686	606	92,9	97,8	16%
LN60 1002 NUNES (PRE)-BRAGAÇA	1	1x3x1 AA325	A	17,91	686	606	1,1	1,1	0%
LN60 1003 VALPAÇOS (REN)-CHAVES	1	1x3x1 AA325	A	7,62	686	606	258,3	196,6	38%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	75,1	97,2	16%
LN60 1004 VALPAÇOS-TORGA (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	19,34	686	606	140,3	171,2	28%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	1	1x3x1 AA215	A	19,94	417	299	117,3	96,4	32%
LN60 1005 VAROSA-PINHÃO	2	1x3x1 AA235	A	4,83	460	329	117,3	96,4	29%
LN60 1007 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGAÇA	1	1x3x1 AA325	A	39,83	686	606	132,74	90,19	19%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	295,5	390,4	64%
LN60 1008 BAIXO SABOR (PRE)-POCINHO (REN)	2	1x3x1 AA235	A	7,85	578	512	295,5	390,4	76%
LN60 1009 VALDIGEM (REN)-TELHEIRA	1	2x3x1 AA325	A	18,06	1089	769	275,3	251,9	33%



Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 LXCVE30	S	0,1	740	599	147,2	133,9	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	147,2	133,9	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA195	A	5,6	398	286	147,2	133,9	47%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 AA325	A	0,47	686	606	147,5	134,2	22%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	5	1x3x1 AA325	A	3,23	544	384	147,5	134,2	35%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	6	2x3x1 AA325	A	4,06	1089	769	147,5	134,2	17%
LN60 1010 TELHEIRA-PENA SUAR (PRE)	7	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	147,2	133,9	22%
LN60 1011 ALVADIA (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA325	A	13,16	686	606	96,9	45,9	14%
LN60 1012 01 COVAS DO BARROSO (PRE)-SOUTELO/BULGUEIRA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,94	451	401	22	14,5	5%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	89,8	98,4	16%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,06	899	725	89,8	98,4	14%
LN60 1013 CHAVES-PC LEIRANCO	3	1x3x1 AA235	A	14,68	460	329	89,8	98,4	30%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	1	2x3x1 AA325	A	24,85	1372	1212	314,7	185	23%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	2	2x3x1 AA485	A	0,04	1445	1004	314,7	185	22%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	3	2x3x1 AA485	A	1,93	1445	1004	314,7	185	22%
LN60 1014 VALDIGEM (REN)-JORJAIS	4	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	314,7	185	23%
LN60 1016 VALDIGEM (REN)-VAROSA I	1	2x3x1 AA235	A	1,48	921	658	302,3	249,8	38%
LN60 1017 VALDIGEM (REN)-VAROSA II	1	2x3x1 AA325	A	1,46	1372	1212	309,3	255,6	23%
LN60 1018 VAROSA-TELHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	1,42	544	384	0,1	0,1	0%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,11	740	599	145,3	119,6	20%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	145,3	119,6	21%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	3	1x3x1 AA225	A	20,46	436	312	145,3	119,6	38%
LN60 1019 TELHEIRA-SOUTELO	4	1x3x1 AA235	A	0,19	460	329	145,3	119,6	36%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	1	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	140,5	146,8	11%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	2	1x3x1 AA235	A	1,15	460	329	140,5	146,8	45%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	3	1x3x1 AA225	A	3,25	436	312	140,5	146,8	47%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	4	1x3x1 AA235	A	15,94	460	329	140,5	146,8	45%
LN60 1020 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-VIDAGO	5	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	140,5	146,8	24%
LN60 1021 VIDAGO-CHAVES	1	1x3x1 AA235	A	12,35	460	329	0,7	0,7	0%
LN60 1022 S.TA MARTA DE PORTUZELO-FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	20,08	544	384	114,2	126,5	33%
LN60 1023 VALENÇA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	15,72	544	384	0,9	0,9	0%
LN60 1024 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO I	1	2x3x1 AA325	A	6,77	1089	769	240,9	270	35%
LN60 1025 01 VILA FRIA (REN)-FEITOSA/PORTUCEL	1	2x3x1 AA325	A	0,26	1372	1212	0,1	0,1	0%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	1	2x3x1 AA325	A	6,58	1372	1212	236,5	265	22%
LN60 1026 VILA FRIA (REN)-S.TA MARTA DE PORTUZELO II	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,05	1528	1233	236,5	265	21%
LN60 1027 FEITOSA-MOGUEIRAS	1	1x3x1 AA325	A	18,4	686	606	1	1	0%
LN60 1029 LAMAS-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	9,85	1372	1212	1,1	1,1	0%
LN60 1030 S. ROMÃO DO NEIVA-FONTE BOA	1	2x3x1 AA325	A	14,9	1372	1212	288,3	263,6	22%
LN60 1032 VILA DO CONDE-BEIRIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	110,2	78,3	16%
LN60 1033 ALVELOS-FONTE BOA	1	1x3x1 AA235	A	9,14	460	329	0,5	0,5	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	1	1x3x1 AA235	A	10,8	460	329	1	1	0%
LN60 1034 REQUIÃO-ALVELOS	2	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	1	1	0%
LN60 1036 LOUSADO-MABOR	1	1x3x1 AA160	A	0,32	451	401	202,6	206	51%
LN60 1037 AREIAS-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	5,35	1372	1212	0,6	0,6	0%
LN60 1038 CANIÇOS-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	3,9	1372	1212	0,4	0,4	0%
LN60 1039 REQUIÃO-SPE (SOC. PROD. ELECT. E CALOR)	1	1x3x1 AA325	A	4,85	544	384	62,3	42,4	11%
LN60 1040 RUIVÃES-REQUIÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,54	1089	769	484,6	420,6	55%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	11,52	1372	1212	457,6	395,8	33%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	2	1x3x2 AA325	A	0,64	1089	769	457,6	395,8	51%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	3	2x3x1 LXCVE30	S	0,04	1258	1018	457,6	395,8	39%
LN60 1041 OLEIROS (REN)-LAMAÇÃES	4	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	457,6	395,8	33%
LN60 1042 OLEIROS (REN)-PENIDE	1	2x3x1 AA325	A	6,76	1372	1212	384	337,8	28%
LN60 1043 OLEIROS (REN)-S. MARTINHO DE DUME	1	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	699,8	608,5	51%
LN60 1044 PENIDE-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	176,4	165,8	27%
LN60 1045 ALVELOS-ÁGUAS DO CÁVADO	1	1x3x1 AA325	A	8,04	686	606	149,9	140,1	23%
LN60 1046 S. MARTINHO DE DUME-AMARES	1	1x3x1 AA325	A	8,77	544	384	237,7	193,7	50%
LN60 1047 RIBA D'AVE (REN)-LAMAS	1	2x3x1 AA325	A	11,53	1089	769	308,5	320,4	42%
LN60 1048 BOUÇOAS (PRE)-CHAVES	1	1x3x1 AA160	A	24,32	451	401	193,9	159,4	43%
LN60 1049 RIBA D'AVE (REN)-RUIVÃES	1	2x3x1 AA325	A	4,61	1089	769	608,1	563,2	73%
LN60 1050 RIBA D'AVE (REN)-AREIAS	1	2x3x1 AA325	A	9,1	1089	769	293,6	243	32%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	1	2x3x1 LXCVE30	S	0,06	1258	1018	205	150,6	16%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,2	1372	1212	205	150,6	15%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	3	1x3x2 AA325	A	0,63	1089	769	205	150,6	20%
LN60 1051 S. MARTINHO DE DUME-LAMAÇÃES	4	2x3x1 AA325	A	4,72	1089	769	205	150,6	20%
LN60 1052 RUIVÃES-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	3,53	451	401	79,4	74,3	19%
LN60 1053 GUIMARÃES-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	5,23	1089	769	0,6	0,6	0%
LN60 1054 RIBA D'AVE (REN)-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	9,48	1372	1212	347,98	323,23	27%
LN60 1055 RIBA D'AVE (REN)-PEVIDÉM	1	2x3x1 AA325	A	4,97	1089	769	496,42	442,17	57%
LN60 1056 S. JOÃO DE PONTE-FAFE	1	2x3x1 AA325	A	14,42	1372	1212	1,59	1,59	0%
LN60 1057 FAFE-PC AZINHEIRA	1	1x3x1 AA325	A	11,16	686	606	129	126,1	21%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	1	1x3x1 AA160	A	6,63	451	401	0,4	0,4	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	2	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	0,4	0,4	0%
LN60 1059 LAMEIRINHO-RIOPELE	3	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	0,4	0,4	0%
LN60 1060 PEVIDÉM-S. JOÃO DE PONTE	1	2x3x1 AA325	A	4,67	1372	1212	227,65	215,88	18%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	253,2	185,8	37%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,04	740	599	253,2	185,8	34%
LN60 1062 VAROSA-PC SEIXINHOS	3	1x3x1 AA245	A	13,27	461	329	253,2	185,8	56%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	115,7	91,4	26%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,01	582	474	115,7	91,4	20%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,12	582	474	115,7	91,4	20%
LN60 1063 LAMAS-BLAUPUNKT	4	1x3x1 AA160	A	4,16	451	401	115,7	91,4	26%
LN60 1065 FAFE (REN)-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	10,54	1372	1212	624,4	532,5	46%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	1	1x3x1 AA245	A	6,26	461	329	0,5	0,5	0%
LN60 1066 CANIÇOS-S. MARTINHO DO CAMPO	2	1x3x1 AA235	A	3,1	460	329	0,5	0,5	0%
LN60 1067 BUSTELO-LOUSADA	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	147,4	109,3	21%
LN60 1068 LOUSADA-PAÇOS DE FERREIRA	1	1x3x1 AA325	A	6,07	686	606	0,4	0,4	0%
LN60 1069 BUSTELO-MARCO DE CANAVESES	1	2x3x1 AA160	A	12,27	902	802	1,3	1,3	0%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	1	1x3x1 AA325	A	0,9	544	384	147,4	154,4	40%
LN60 1070 LACTOGAL-MINDELO	2	1x3x1 AM288	A	1,85	659	583	147,4	154,4	26%
LN60 1071 TORRÃO (REN)-BUSTELO	1	2x3x1 AA325	A	15,76	1372	1212	360	254,8	26%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	1	1x3x2 AA325	A	0,27	1089	769	341,3	267,3	35%
LN60 1072 TORRÃO (REN)-ENTRE OS RIOS	2	2x3x1 AA325	A	3,14	1372	1212	341,3	267,3	25%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	1	2x3x1 AA235	A	1,37	921	658	170,5	134,5	20%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,55	899	725	170,5	134,5	19%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	3	1x3x1 AA325	A	7,15	686	606	170,5	134,5	25%
LN60 1073 REBORDOSA-SANTIAGO DE SUBARRIFANA	4	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	170,5	134,5	25%
LN60 1074 INHA-ENTRE OS RIOS	1	2x3x1 AA160	A	16,4	723	523	1,8	1,8	0%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,2	1528	1233	454,8	303	30%
LN60 1075 ERMESINDE (REN)-FÂNZERES	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	454,8	303	33%
LN60 1076 FÂNZERES-VALONGO	1	1x3x1 AA325	A	3,75	544	384	0,2	0,2	0%
LN60 1077 JOVIM-FÂNZERES	1	1x3x1 AA325	A	8,99	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 1078 CANIÇOS-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	2x3x1 AA235	A	19,19	921	658	2,1	2,1	0%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	172,92	144,94	13%
LN60 1080 VERMOIM (REN)-MOSTEIRO	1	2x3x1 AA325	A	7,14	1089	769	172,92	144,94	19%
LN60 1081 LOUSADO-ITA	1	1x3x1 AA160	A	0,84	451	401	46	53,4	13%
LN60 1082 01 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE/SENHORA DO PORTO	1	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,02	740	599	116,68	72,96	16%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	1	1x3x1 AA325	A	15,2	686	606	104,08	85,47	15%
LN60 1082 ERMAL-S. JOÃO DE PONTE	2	1x3x1 AA325	A	6,12	686	606	103,97	90,1	15%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	1	2x3x1 AA235	A	0,09	1155	1024	439,9	457,9	45%
LN60 1083 VERMOIM (REN)-MURO	2	2x3x1 AA235	A	9,05	921	658	439,9	457,9	70%
LN60 1084 RIBA D'AVE (REN)-S.MARTINHO DO CAMPO	1	2x3x1 AA325	A	6,08	1372	1212	400,6	411,7	34%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	0,45	1372	1212	1,33	1,33	0%
LN60 1085 MOSTEIRO-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	10,64	1089	769	1,33	1,33	0%
LN60 1086 VERMOIM (REN)-GUEIFÃES	1	1x3x1 AA325	A	2,82	544	384	374,46	291,36	76%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	1	1x3x1 AA325	A	1,11	544	384	83,19	82,48	21%
LN60 1087 GUEIFÃES-SOCIEDADE PORTUGUESA DE OXIGÉNIO	2	2x3x1 AA325	A	4,17	1089	769	83,19	82,48	11%
LN60 1088 MAIA-LACTOGAL	1	1x3x1 AA325	A	11,99	544	384	181,2	189,7	49%
LN60 1089 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,23	899	725	162,8	118,4	18%
LN60 1090 FEIRA (REN)-FEIRA	1	2x3x1 AA325	A	6,7	1372	1212	631,8	532,1	46%
LN60 1091 01 Maia-Vila do Conde/Mosteiro	1	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	123,4	96,16	18%
LN60 1091 Maia-Vila do Conde	1	2x3x1 AA325	A	6,18	1372	1212	222,17	94,93	9%
LN60 1091 Maia-Vila do Conde	2	2x3x1 AA325	A	10,82	1372	1212	1,19	1,19	0%
LN60 1092 Ermesinde (REN)-Antas I	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,14	899	725	104,30	81,768	12%
LN60 1092 Ermesinde (REN)-Antas I	2	1x3x1 AA325	A	4,72	544	384	104,30	81,768	21%
LN60 1092 Ermesinde (REN)-Antas I	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,90	740	599	104,30	81,768	14%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,16	899	725	121,8	96,2	14%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	2	1x3x1 AA325	A	3,57	544	384	121,8	96,2	25%
LN60 1093 ERMESINDE (REN)-ANTAS II	3	1x3x1 LXHOLE630	S	2,28	740	599	121,8	96,2	16%
LN60 1094 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-LACTOGAL	S	0,99	582	474	58,7	58,7	12%		
LN60 1095 BEIRIZ-INFINEON	1	1x3x1 AA325	A	9,79	686	606	33,6	34,9	6%
LN60 1096 RUIVÃES-PAÇOS DE FERREIRA	1	2x3x1 AA160	A	15,64	902	802	1,6	1,6	0%
LN60 1097 VERMOIM (REN)-LIPOR II	1	1x3x1 AA325	A	2,05	544	384	122,36	96,36	25%
LN60 1097 Vermoim (REN)-Lipor II	1	2x3x1 AA160	A	1,6	723	523	282,42	234,09	45%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	1	2x3x1 AA160	A	2,93	723	523	0,4	0,4	0%
LN60 1098 S.TA CRUZ DO BISPO-LIPOR II	2	1x3x1 AA325	A	0,94	686	606	0,4	0,4	0%
LN60 1099 VERMOIM (REN)-MAIA I	1	2x3x1 AA325	A	1,4	1089	769	385,62	344,93	45%
LN60 1100 VERMOIM (REN)-MAIA II	1	2x3x1 AA325	A	1,37	1089	769	395,27	353,56	46%
LN60 1103 01 AMIEIRA-CUSTÓIAS/EFACEC	1	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	24,65	24,94	6%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	1	1x3x1 CU185	A	1,22	537	387	24,61	24,9	6%
LN60 1103 AMIEIRA-CUSTÓIAS	2	1x3x1 CU185	A	1,6	537	387	0,09	0,09	0%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	1	1x3x1 AA325	A	3,93	686	606	117,3	116,9	19%
LN60 1104 PARAIMO (REN)-MOGOFORES II	2	2x3x1 AA235	A	1,67	921	658	117,3	116,9	18%
LN60 1106 VERMOIM (REN)-ALFENA	1	2x3x1 AA325	A	6,56	1089	769	358,13	281,69	37%
LN60 1106 Vermoim (REN)-Alfena	2	1x3x1 AC380	A	0,67	1425	1365	358,13	281,69	25%
LN60 1107 01 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM USAKTI	1	1x3x1 AA160	A	0,24	362	261	0,04	0,04	0%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	1	1x3x1 AA195	A	1,1	398	286	66,38	63,78	22%
LN60 1107 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM I	2	1x3x1 AA195	A	3,97	398	286	66,43	63,84	22%
LN60 1108 VERMOIM (REN)-C.P. TRAVAGEM II	1	1x3x1 AA195	A	5,13	398	286	0,28	0,28	0%
LN60 1109 MOGUEIRAS-TOUVEDO	1	1x3x1 AA325	A	9,99	686	606	185,3	173,2	29%
LN60 1111 Ermesinde (REN)-Antas III	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,11	899	725	103,08	81,42	11%
LN60 1111 Ermesinde (REN)-Antas III	2	1x3x1 AA325	A	4,79	544	384	103,08	81,42	21%
LN60 1111 Ermesinde (REN)-Antas III	3	1x3x1 LXHOLE630	S	0,92	740	599	103,08	81,42	14%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	1	2x3x1 AA325	A	3,1	1372	1212	169	146,6	12%
LN60 1112 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	169	146,6	25%
LN60 1113 CUSTÓIAS (REN)-MATOSINHOS NORTE	1	2x3x1 AA325	A	2,89	1372	1212	226,7	183,7	17%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,76	686	606	130,5	99	19%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	2	1x3x1 LXC630	S	0,02	740	599	130,5	99	18%
LN60 1114 MATOSINHOS NORTE-MATOSINHOS SUL	3	1x3x1 AA325	A	0,72	686	606	101,7	91,9	15%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,09	899	725	0,1	0,1	0%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	244,07	168,01	45%
LN60 1115 VERMOIM (REN)-AMIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	2,64	686	606	244,07	168,01	36%
LN60 1117 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS I	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	223,8	179,5	33%
LN60 1118 CUSTÓIAS (REN)-CUSTÓIAS II	1	1x3x1 AA325	A	0,17	686	606	112,8	88,6	16%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,18	899	725	4	4	1%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	2	2x3x1 AA160	A	3,12	723	523	4	4	1%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	3	1x3x1 AA325	A	1,03	544	384	4	4	1%
LN60 1119 ERMESINDE (REN)-ANTAS IV	4	1x3x1 LXHOLE630	S	2,26	740	599	4	4	1%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	10,18	1372	1212	161,8	129,8	12%
LN60 1120 ANTANHOL-RELVINHA	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,26	1528	1233	161,8	129,8	11%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,19	1528	1233	246,9	169,4	16%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	2	2x3x1 AA160	A	6,46	902	802	246,9	169,4	27%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	3	1x3x1 LXC630	S	0,01	740	599	246,9	169,4	33%
LN60 1121 ERMESINDE (REN)-GONDOMAR	4	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	246,9	169,4	36%
LN60 1123 S. PAIO (PRE)-FRANCE	1	1x3x1 AA160	A	6,12	451	401	95,6	104	26%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGAÇA II	1	1x3x1 AA325	A	34,07	686	606	154,06	104,68	22%
LN60 1124 MACEDO DE CAVALEIROS (REN)-BRAGAÇA II	2	1x3x1 LXHOLE(cbe)1000	S	0,88	899	725	154,06	104,68	17%
LN60 1125 VERMOIM (REN)-CUSTÓIAS (REN) II	1	2x3x1 AA325	A	5	1372	1212	0,55	0,55	0%
LN60 1128 RIO MEÃO-CORDEX	1	1x3x1 AA160	A	2,82	451	401	55,9	56,8	14%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	186	163,5	21%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	185,9	163,3	21%
LN60 1130 01A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	3	2x3x1 AA325	A	0,03	1089	769	406,34	341,8	44%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA325	A	0,27	1089	769	252,1	201,2	26%
LN60 1130 01B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	252,1	201,2	26%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	186	163,5	27%
LN60 1130A JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	2x3x1 AA160	A	6,35	723	523	186	163,5	31%
LN60 1130B JOVIM-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	4,43	723	523	249	186	36%
LN60 1133 SERZEDO-ESPINHO	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	270,8	239,4	20%
LN60 1134 01 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA160	A	0,33	362	261	41,5	45,7	18%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	1	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	194,1	188	49%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	2	2x3x1 AA160	A	4,57	723	523	194,1	188	36%
LN60 1134 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PEDROSO	3	2x3x1 AA160	A	2,1	902	802	159,4	153,7	19%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	1,98	1372	1212	341,8	258,2	25%
LN60 1135 VERDINHO-VILAR DO PARAÍSO	2	2x3x1 AA325	A	4,37	1089	769	341,8	258,2	34%
LN60 1137 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO	1	2x3x1 AA325	A	2,42	1089	769	377,9	278,6	36%
LN60 1138 CANELAS (REN)-NOGUEIRA DA REGEDOURA	1	2x3x1 AA325	A	7,15	1372	1212	357,5	313,5	26%
LN60 1139 CANELAS (REN)-PEDROSO I	1	2x3x1 AA325	A	5,55	1089	769	454,5	380,3	49%
LN60 1140 CANELAS (REN)-PEDROSO II	1	2x3x1 AA325	A	4,9	1089	769	512,42	431,1	56%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	1	1x3x1 AA235	A	0,01	460	329	0,7	0,7	0%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	2	2x3x1 AA235	A	3,2	921	658	86,8	87,8	13%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	3	2x3x1 AA235	A	0,03	1155	1024	86,8	87,8	9%
LN60 1142 NOGUEIRA DA REGEDOURA-ESPINHO	4	1x3x1 AA235	A	0,03	460	329	87	87,7	27%
LN60 1143 CRESTUMA-ÁGUAS DO DOURO & PAIVA	1	1x3x1 AA325	A	0,73	544	384	212,1	136	39%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	0,15	544	384	42,9	26,1	8%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	2	1x3x1 AA325	A	0,25	544	384	42,8	26,1	8%
LN60 1144 ÁGUAS DO DOURO & PAIVA-ÁGUAS DE LEVER	3	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	43,8	26,6	6%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	1	1x3x1 AA325	A	1,33	544	384	2,37	2,37	1%
LN60 1145 ALFENA-ÁGUAS DE LEVER	2	2x3x1 AA325	A	18,88	1089	769	2,37	2,37	0%
LN60 1145 Alfena-Águas de Lever	2	1x3x1 AC380	A	0,66	1425	1365	2,37	2,37	0%
LN60 1146 RIBA D'AVE (REN)-CANIÇOS	1	2x3x1 AA325	A	5,99	1372	1212	350,3	318,8	26%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	1	1x3x1 LXHOLE400	S	0,04	582	474	103,1	105,1	22%
LN60 1148 MORGADE-CABEÇO ALTO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	15,43	451	401	103,1	105	26%
LN60 1149 RECAREI (REN)-REBORDOSA	1	2x3x1 AA325	A	9,44	1372	1212	658	543,4	48%
LN60 1150 FERMI-LOMBA DA SEIXA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	24,51	451	401	115,5	81,8	26%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	1	1x3x1 AM288	A	1,86	659	583	0,7	0,7	0%
LN60 1151 MINDELO-INFINEON	2	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	0,7	0,7	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1152 VALPAÇOS (REN)-VALPAÇOS	1	1x3x1 AA325	A	11,8	686	606	354,6	402,3	66%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	7,49	723	523	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	4	1x3x1 LXCVC630	S	0,01	740	599	1	1	0%
LN60 1153 GONDOMAR-PC BARBOSA & ALMEIDA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 1154 ALVÃO (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	214,6	153,3	48%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	1	2x3x1 AA325	A	21,41	1372	1212	583,5	373,2	43%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	2	2x3x1 LXCVC630	S	0,1	1258	1018	583,5	373,2	46%
LN60 1155 PC CABRIL-TORRÃO (REN)	3	2x3x1 LXCVC630	S	0,1	1258	1018	583,5	373,2	46%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	317,2	168,9	43%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,04	740	599	317,2	168,9	43%
LN60 1156 ALTO DO PINHEIRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	6,37	451	401	317,2	168,9	70%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	0,9	0,9	0%
LN60 1157 PC BARROSO-MORGADE	2	1x3x1 AA160	A	14,58	451	401	0,9	0,9	0%
LN60 1158 FEIRA (REN)-INHA	1	2x3x1 AA325	A	7,87	1372	1212	0,9	0,9	0%
LN60 1160 VILA VELHA DE RODÃO-AMS GOMA CAMPS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,17	582	474	101,5	126,7	27%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	1	1	0%
LN60 1161 CANIÇADA-AMARES	2	1x3x1 AA325	A	15,72	686	606	1	1	0%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	82,3	97,7	13%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	82,3	97,7	16%
LN60 1162 PC LEIRANCO-MORGADE	3	1x3x1 AA235	A	7,63	460	329	82,3	97,7	30%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	1	1x3x2 AA325	A	0,06	1089	769	281,2	216,3	28%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	2	2x3x1 AA325	A	11,92	1372	1212	281,2	216,3	20%
LN60 1163 CARRAPATELO (REN)-MARCOS DE CANAVESES	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	1258	1018	281,2	216,3	22%
LN60 1164 01 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA/LINDOSO	1	1x3x1 AA325	A	4,57	686	606	480,1	386,5	70%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	1	1x3x1 AA325	A	18,13	686	606	210	154,8	31%
LN60 1164 TOUVEDO-PC ALAGOA DE CIMA	2	1x3x1 AA325	A	6,28	686	606	275	250,7	41%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,07	386	325	175,6	114,1	45%
LN60 1165 TRANDEIRAS (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	9,18	451	401	175,6	114,1	39%
LN60 1166 01 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL/BUSTELO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	225,8	145,5	50%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	166,6	85	37%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXCVC630	S	0,12	740	599	294,6	229,7	40%
LN60 1166 ALTO DO TALEFE (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	5,79	451	401	294,6	229,7	65%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	1	2x3x1 AA160	A	2,35	902	802	72,2	41	8%
LN60 1167 PADRELA (PRE)-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	0,34	451	401	72,2	41	16%
LN60 1168 01 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL/CINFÂES (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	93,4	67,8	21%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 AA160	A	4,93	451	401	208,9	152,8	46%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	208,9	152,8	28%
LN60 1168 FONTE DA QUELHA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	170,1	104,8	38%
LN60 1169 OLEIROS (REN)-TURIZ	1	1x3x1 AA325	A	4,93	686	606	232,1	184,9	34%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	125,3	118,2	20%
LN60 1170 REBORDOSA-LORDELO	2	1x3x1 AA325	A	5,29	686	606	125,3	118,2	20%
LN60 1171 LOMBA DA SEIXA II (PRE)-SOUTELO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,09	386	325	153,3	95,3	40%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	1	1x3x1 AA325	A	14,66	686	606	67,5	69,2	11%
LN60 1172 FRADES (REN)-CANIÇADA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	899	725	67,5	69,2	10%
LN60 1173 01 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO/CARREÇO II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,06	451	401	145	90,8	32%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	215,3	169,4	48%
LN60 1173 CARREÇO (PRE)-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	1x3x1 AA160	A	6,54	451	401	270,7	194,3	60%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,05	386	325	143,8	82,4	37%
LN60 1174 TEIXEIRO (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	143,8	82,4	32%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	1	1x3x1 AA195	A	0,1	398	286	0,1	0,1	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	2	1x3x1 AA195	A	12,33	398	286	0,9	0,9	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	3	1x3x1 AA325	A	0,85	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 1175 02 PC SEIXINHOS-AMARANTE/PENA SUAR (PRE)	4	1x3x1 LXCVC630	S	0,1	740	599	0,9	0,9	0%
LN60 1176 PC ALAGOA DE CIMA-TROVISCOSO	1	1x3x1 AA325	A	12,98	686	606	213,6	157,4	31%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	0	0	0%
LN60 1177 MURO-LOUSADO	2	2x3x1 AA235	A	7,05	921	658	0	0	0%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	2,56	1372	1212	280	218,8	20%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	280	218,8	41%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	280	218,8	31%
LN60 1178 OUTEIRO (PRE)-PC CAMPANHÓ	4	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,03	1258	1018	280	218,8	22%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	89,8	65,8	15%
LN60 1179 01 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL/SOBRADO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	0,05	451	401	89,8	65,8	20%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,06	740	599	155,5	110	21%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	155,5	110	34%
LN60 1179 LAMEIRA (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 AA160	A	0,19	451	401	101,9	66,5	23%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	132,7	101,7	18%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	3,77	451	401	132,7	101,7	29%
LN60 1180 S. PEDRO (PRE)-PC CABRIL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	132,7	101,7	18%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	383,2	335,6	28%
LN60 1181 RECAREI (REN)-VALONGO	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,09	1258	1018	383,2	335,6	33%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	128,1	82,6	33%
LN60 1182 MARÃO I (PRE)-PC SEIXINHOS	2	1x3x1 AA160	A	3,26	451	401	128,1	82,6	28%
LN60 1183 ARGÁ (PRE)-PC ORBACÉM	1	1x3x1 AA325	A	5,05	686	606	344,2	230,2	50%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	1	2x3x1 AA325	A	2,47	1372	1212	351,7	259,3	26%
LN60 1184 CANELAS (REN)-VILAR DO PARAÍSO II	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	1258	1018	351,7	259,3	28%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,12	1528	1233	216,4	209,3	17%
LN60 1185 PC ORBACÉM-S.TA MARTA DE PORTUZELO	2	2x3x1 AA325	A	11,97	1372	1212	216,4	209,3	17%
LN60 1187 PAÇOS DE FERREIRA-LORDELO	1	1x3x1 AA325	A	6,2	686	606	342,3	280,5	50%
LN60 1188 CANELAS (REN)-SERZEDO	1	2x3x1 AA325	A	2,59	1372	1212	423,9	339,3	31%
LN60 1189 PC ORBACÉM-ÂNCORA	1	2x3x1 AA325	A	8,32	1372	1212	75,2	66,3	5%
LN60 1190 PC AZINHEIRA-FERML	1	1x3x1 AA325	A	5,64	686	606	132,2	126,4	21%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	1	1x3x1 AA325	A	0,38	686	606	95,2	98,1	16%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	2	1x3x1 AA235	A	3,79	460	329	95,2	98,1	30%
LN60 1191 TORRÃO (REN)-FORNOS	3	1x3x1 AA325	A	0,75	686	606	95,2	98,1	16%
LN60 1192 LORDELO-IKEA	1	1x3x1 AA160	A	3,54	451	401	122,9	110,5	28%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,01	1258	1018	904	522,8	72%
LN60 1193 PC RIBABELIDE-VALDIGEM (REN)	2	2x3x1 AA325	A	17,47	1372	1212	904	522,8	66%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	476,2	331,3	64%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA160	A	3,2	451	401	292,9	161	65%
LN60 1194 TESTOS (PRE)-PC RIBABELIDE	3	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	292,9	161	65%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	44,7	57,5	10%
LN60 1195 PEVIDÉM-SEVA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	44,7	57,5	9%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,15	740	599	195,2	125,8	26%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	195,2	125,8	26%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	3	1x3x1 AM288	A	3,19	659	583	195,2	125,8	30%
LN60 1197 S.TA MARTA DE PORTUZELO-MONSERRATE	4	1x3x1 AA235	A	3,49	460	329	195,2	125,8	42%
LN60 1198 TROVISCOSO-ROUSSAS	1	1x3x1 AA160	A	18,31	451	401	51,8	40,7	11%
LN60 1199 ALFENA-NEOPLÁSTICA	1	1x3x1 AA160	A	6,98	451	401	50,3	46,6	12%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	1	1x3x1 AA325	A	0,07	1089	769	420,8	411,3	53%
LN60 1200 VERMOIM (REN)-SAKTHI	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,93	740	599	420,8	411,3	69%
LN60 1201 SERRA DO ALVÃO (PRE)-VILA POUÇA DE AGUIAR (REN)	1	1x3x1 AA325	A	10,15	686	606	419,3	387,5	64%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	14,67	686	606	390,8	233,7	57%
LN60 1202 PC BARROSO-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	390,8	233,7	53%
LN60 1203 ESTARREJA (REN)-CUF	1	1x3x1 AA325	A	1,74	686	606	514,2	493	81%
LN60 1204 VILA POUÇA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	1	1x3x1 AA325	A	1,4	686	606	96,8	61	14%
LN60 1204 VILA POUÇA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	2	1x3x1 AA225	A	0,62	436	312	96,8	61	22%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	3	1x3x1 AC380	A	1,92	1425	1365	96,8	61	7%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	4	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	96,8	61	14%
LN60 1204 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO I	5	1x3x1 AA325	A	0,37	686	606	96,8	61	14%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	1	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	2	2x3x1 AA160	A	5,6	723	523	1	1	0%
LN60 1205 FEIRA (REN)-SANGUEDO	3	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	1	1	0%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	1	2x3x1 AA160	A	0,72	723	523	171,1	125,3	24%
LN60 1206 INHA-ALBERTO DA SILVA BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,86	686	606	171,1	125,3	25%
LN60 1207 INHA-AROUCA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	72,4	54,5	12%
LN60 1207 INHA-AROUCA	2	1x3x1 AA160	A	18,22	362	261	72,4	54,5	21%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	1,5	1,5	0%
LN60 1208 AROUCA-S. PEDRO DO SUL (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	28,24	362	261	1,5	1,5	1%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	0,38	362	261	150,1	148,7	57%
LN60 1209 S. PEDRO DO SUL (PRE)-GUMIEI	2	1x3x1 AA160	A	3,85	362	261	150,1	148,7	57%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	1	1x3x1 AA325	A	0,74	544	384	96,6	104,7	27%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	2	2x3x1 AA160	A	0,6	723	523	96,6	104,7	20%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	3	2x3x1 AA160	A	0,61	902	802	96,6	104,7	13%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	4	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	96,6	104,7	17%
LN60 1210 NOGUEIRA DA REGEDOURA-AMORIM REVESTIMENTOS	5	2x3x1 AA160	A	0,03	902	802	96,6	104,7	13%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	0,8	544	384	66,4	58,7	15%
LN60 1211 AMORIM REVESTIMENTOS-CORTICEIRA AMORIM	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	66,4	58,7	10%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	1	1x3x1 AA325	A	1,22	544	384	0,5	0,5	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	2	2x3x1 AA160	A	3,42	723	523	0,5	0,5	0%
LN60 1212 RIO MEÃO-CORTICEIRA AMORIM	3	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	0,5	0,5	0%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	1	2x3x1 AA160	A	10,1	723	523	8,3	8	2%
LN60 1213 ESTARREJA (REN)-PC ACAÍL	2	1x3x1 AA400	A	0,43	615	431	8,3	8	2%
LN60 1214 NOGUEIRA DA REGEDOURA-SANGUEDO	1	2x3x1 AA325	A	5,8	1372	1212	258,5	229,3	19%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	1	1x3x1 AA235	A	10,31	460	329	92,8	91,4	28%
LN60 1215 AVANCA-DEVESA VELHA	2	1x3x1 AA325	A	3,18	544	384	92,8	91,4	24%
LN60 1216 DEVESA VELHA-S. JOÃO DA MADEIRA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	115,1	75	21%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	1	1x3x1 AA325	A	0,69	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	2	2x3x1 AA160	A	9,78	723	523	1,1	1,1	0%
LN60 1217 RIO MEÃO-PC ACAÍL	3	2x3x1 AA400	A	0,4	1230	861	1,1	1,1	0%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	8,38	902	802	181,9	191,7	24%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	2	1x3x1 AA325	A	0,5	686	606	181,9	191,7	32%
LN60 1219 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-VALE DE CAMBRA	3	1x3x1 AA160	A	0,03	723	523	181,9	191,7	37%
LN60 1220 ARADA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	5,69	816	595	238,6	204	34%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	1	2x3x1 AA325	A	10,19	1372	1212	409,6	394,6	33%
LN60 1221 ESTARREJA (REN)-OLIVEIRA DE AZEMÉIS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1528	1233	409,6	394,6	32%
LN60 1222 AVANCA-OVAR	1	2x3x1 CU120	A	6,92	816	595	432,9	356	60%
LN60 1223 ESTARREJA (REN)-AVANCA I	1	2x3x1 AA325	A	2,8	1089	769	419,9	372	48%
LN60 1224 ESTARREJA (REN)-AVANCA II	1	2x3x1 AA325	A	2,76	1089	769	425,8	377,2	49%
LN60 1225 VALE DE CAMBRA-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA160	A	12,39	902	802	133,8	162,8	20%
LN60 1226 ESTARREJA (REN)-ALBERGARIA	1	2x3x1 AA325	A	8,52	1372	1212	411,2	387,1	32%
LN60 1227 AVANCA-ENERPULPECE	1	1x3x1 AA235	A	0,23	460	329	60,8	64	19%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	1	1x3x1 AA195	A	0,94	398	286	38,8	35,5	12%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	2	1x3x1 AA195	A	4,41	398	286	38,8	35,5	12%
LN60 1228 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU I	3	1x3x1 AA235	A	0,3	460	329	38,8	35,5	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	1	1x3x1 AA235	A	0,42	460	329	39,1	35,7	11%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	2	1x3x1 AA195	A	1,04	398	286	39,1	35,7	12%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	3	1x3x1 AA195	A	3,91	398	286	39,1	35,7	12%
LN60 1229 ESTARREJA (REN)-C.P. SALREU II	4	1x3x1 AA235	A	0,26	460	329	39,1	35,7	11%
LN60 1230 01 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,01	544	384	101,2	100,2	26%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,13	544	384	53,2	52,8	14%
LN60 1230 ESTARREJA (REN)-DOW PORTUGAL	2	1x3x1 AA325	A	2,8	544	384	152,5	151,4	39%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	1	1x3x1 AA160	A	0,97	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	2	1x3x1 AA160	A	1,74	362	261	0,2	0,2	0%
LN60 1231 ENERPULP-FUNFRAP	3	1x3x1 AA235	A	0,89	460	329	0,2	0,2	0%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,89	460	329	238,9	214	65%
LN60 1234 FUNFRAP-CACIA	2	1x3x1 AA325	A	1,32	544	384	238,9	214	56%
LN60 1235 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	15,9	1372	1212	473,6	445,6	37%
LN60 1236 ESGUEIRA-CACIA	1	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	319,1	295,6	77%
LN60 1237 MOURISCA (REN)-BARRÔ	1	2x3x1 AA325	A	7,3	1089	769	353,8	324	42%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	1	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	121	147,9	39%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	2	1x3x1 AA400	A	0,64	615	431	216,4	264,5	61%
LN60 1238 AVANCA-BAMISO	3	1x3x1 AA325	A	2,35	686	606	220	269	44%
LN60 1239 MOURISCA (REN)-ESGUEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	15,82	1089	769	497,6	468,3	61%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	148,7	133,8	35%
LN60 1241 BARRÔ-OLIVEIRA DO BAIRRO	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	148,7	133,8	22%
LN60 1242 MOURISCA (REN)-ÁGUEDA	1	2x3x1 AA325	A	0,58	1372	1212	163,4	434,8	36%
LN60 1243 ESGUEIRA-AVEIRO II	1	2x3x1 AA160	A	3,28	723	523	264,9	228,6	44%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	1	2x3x1 AA160	A	4,17	723	523	133,7	121,3	23%
LN60 1244 ÁGUEDA-BARRÔ	2	1x3x1 AA325	A	6,54	686	606	133,7	121,3	20%
LN60 1245 AVEIRO-GAFANHA	1	1x3x1 AA160	A	8,48	362	261	119,1	126,8	49%
LN60 1246 ESGUEIRA-AVEIRO I	1	1x3x1 AA325	A	3,6	544	384	137,2	118,4	31%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	1	1x3x1 LXHI0V630	S	0,15	740	599	60,7	60,9	10%
LN60 1247 ESGUEIRA-ÍLHAVO	2	1x3x1 AA325	A	9,15	686	606	60,7	60,9	10%
LN60 1248 TEIXO (PRE)-ÁGUEDA	1	1x3x1 AA160	A	15,5	451	401	111,5	44,9	25%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	5,96	902	802	163,4	156,5	20%
LN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRELN60 1250 ALBERGARIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	163,4	156,5	22%
LN60 1251 CANDAL E COELHOIRA (PRE)-VALE DE CAMBRA	1	2x3x1 AA160	A	17,99	902	802	365,1	407,1	51%
LN60 1252 VALE DE CAMBRA-FERPINTA	1	1x3x1 AA160	A	6,62	451	401	34,7	30	8%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	447,2	317,9	65%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,75	740	599	281,9	150,1	38%
LN60 1253 SERRA DA FREITA (PRE)-CARREGOSA	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,11	740	599	447	317,5	60%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	4,28	1372	1212	399,7	325,3	29%
LN60 1254 CARREGOSA-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	399,7	325,3	26%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	1	1x3x2 AA325	A	0,26	1089	769	491,51	460,38	60%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	2	2x3x1 AA325	A	2,01	1372	1212	491,51	460,38	38%
LN60 1256 PARAIMO (REN)-BUSTOS	3	2x3x1 AA235	A	11	921	658	491,51	460,38	70%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	1	1x3x1 LEHI0V630	S	0,84	740	599	110	67,3	15%
LN60 1257 01 POCINHO (REN)-CATAPEREIRO (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	12,94	451	401	110	67,3	24%
LN60 1257 POCINHO (REN)-MARVÃO	1	1x3x1 AA325	A	14,36	686	606	61,4	47,1	9%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	1,6	1,5	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	1,6	1,5	0%
LN60 1258 PC TRANCOSO-VILA DE RUA	3	1x3x1 AA160	A	27,61	362	261	1,6	1,5	1%
LN60 1259 PC TRANCOSO-TRANCOSO	1	1x3x1 AA160	A	2,43	362	261	57,1	47	18%
LN60 1260 CELORICO-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA235	A	13,58	579	512	314,3	173,8	54%
LN60 1261 TRANCOSO (PRE)-PC TRANCOSO	1	1x3x1 AA325	A	11,4	686	606	266,6	160,1	39%
LN60 1262 PC TRANCOSO-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	26,04	362	261	136,5	87,5	38%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	6,22	451	401	106	109,9	27%
LN60 1263 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PINHEL (PRE)-PINHEL	2	1x3x1 LXHI0V630	S	0,05	740	599	106	109,9	18%
LN60 1264 SENHORA DE MONFORTE (PRE)-PINHEL	1	1x3x1 AA160	A	5,55	451	401	112,2	80,9	25%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	213,6	136	24%
LN60 1265 SERRA DO LEOMIL (PRE)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	8,32	686	606	213,6	136	31%
LN60 1266 GOUVEIA-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	24,76	1372	1212	2,7	2,7	0%
LN60 1267 SEIA-GOUVEIA	1	1x3x1 AA325	A	12,46	686	606	93,5	72,2	14%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	1	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	344,15	313,85	24%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	2	2x3x1 AA325	A	1,78	1372	1212	344,15	313,85	26%
LN60 1268 FAFE (REN)-FAFE	3	1x3x2 AA325	A	0,02	1089	769	344,15	313,85	41%
LN60 1269 01 CELORICO-GUARDA II/CHAFARIZ (REN)	1	2x3x1 AA325	A	3,33	1372	1212	309,8	148,4	23%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	1	2x3x1 AA235	A	0,38	921	658	0,1	0,1	0%
LN60 1269 CELORICO-GUARDA II	2	2x3x1 AA235	A	16,27	921	658	309,4	148,8	34%
LN60 1270 VIDEMONTE (PRE)-CHAFARIZ (REN)	1	1x3x1 AA325	A	5,75	686	606	534,6	427,6	78%
LN60 1271 CHAFARIZ (REN)-CELORICO	1	2x3x1 AA325	A	3,23	1372	1212	331,5	226,3	24%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	1	1x3x1 AA105	A	12,3	285	208	53	39,5	19%
LN60 1272 CASAL DE CINZA-CERDEIRA	2	1x3x1 AA160	A	1,88	451	401	53	39,5	12%
LN60 1273 CALDEIRÃO-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	369,6	209,4	54%
LN60 1274 PARAIMO (REN)-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA325	A	18,6	686	606	363,9	352,7	58%
LN60 1275 PARAIMO (REN)-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	4,55	1372	1212	236,6	235,8	19%
LN60 1276 MOGOFORES-CANTANHEDE	1	1x3x1 AA160	A	15,78	362	261	0,83	0,83	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	0,36	686	606	1,09	1,09	0%
LN60 1277 MOGOFORES-MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	20,2	362	261	1,09	1,09	0%
LN60 1279 01 PAMPILHOSA-MOGOFORES/PAVIGRÉS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	70,9	69,8	17%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	1	2x3x1 AA325	A	8,27	1372	1212	312,9	299,2	25%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	2	2x3x1 AA325	A	2,88	1372	1212	304,9	265,6	22%
LN60 1279 PAMPILHOSA-MOGOFORES	3	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	304,9	265,6	22%
LN60 1280 CASTRO DAIRE-GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	19,78	451	401	216,3	148,7	48%
LN60 1281 ERMIDA-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	1,21	451	401	161,7	109,3	36%
LN60 1282 SÃO MACÁRIO (PRE)-CASTRO DAIRE	1	1x3x1 AA160	A	10,53	451	401	141,4	100,2	31%
LN60 1283 GUMIEI-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	10,12	686	606	177,1	145,6	26%
LN60 1284 MOURISCA (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,09	686	606	308,7	283,9	47%
LN60 1285 NAVE (PRE)-BODIOSA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	35,1	686	606	379,9	169,6	55%
LN60 1286 BODIOSA (REN)-GUMIEI	1	2x3x1 AA325	A	5,1	1372	1212	465,7	252,7	34%
LN60 1287 PC FORNELO DO MONTE-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	12,3	1372	1212	529,4	316,2	39%
LN60 1288 PC FORNELO DO MONTE-VOUZELA	1	1x3x1 AA325	A	8,52	686	606	205,8	113,1	30%
LN60 1289 PC FORNELO DO MONTE-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	15,14	686	606	243,9	157,5	36%
LN60 1290 ORGENS-BODIOSA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	10,48	1372	1212	324,7	246,7	24%
LN60 1291 VISO-ORGENS	1	2x3x1 AA325	A	0,01	1372	1212	214,4	170,9	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	2	2x3x1 AA325	A	2,16	1372	1212	214,4	170,9	16%
LN60 1291 VISO-ORGENS	3	2x3x1 LXHIQLE1000	S	5,72	1528	1233	214,4	170,9	14%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	1	1x3x1 AA400	A	9,75	615	431	0,9	0,9	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	2	1x3x1 AA400	A	6,72	615	431	0,9	0,9	0%
LN60 1293 MANGUALDE-VISO	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,01	899	725	41,9	29,5	5%
LN60 1294 LUSO FINSA-VISO	1	1x3x1 AA400	A	12,12	615	431	0,8	0,8	0%
LN60 1294 LUSO FINSA-VISO	2	1x3x1 AA400	A	1,59	615	431	0,8	0,8	0%
LN60 1295 NELAS-LUSO FINSA	1	1x3x1 AA400	A	0,34	615	431	235,8	240,4	56%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	1	1x3x1 AA400	A	1,35	615	431	335,2	319,6	74%
LN60 1296 VILA CHÁ (REN)-NELAS	2	1x3x1 AA400	A	14,32	615	431	335,2	319,6	74%
LN60 1297 01 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE/SIAF	1	1x3x1 AA160	A	0,5	362	261	182,9	165,6	63%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	1	1x3x1 AA400	A	14,35	615	431	236,7	249,9	58%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	2	1x3x1 AA400	A	0,04	615	431	236,7	249,9	58%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	3	1x3x1 AA325	A	2,83	544	384	91,3	91,3	24%
LN60 1297 VILA CHÁ (REN)-MANGUALDE	4	1x3x1 AA325	A	3,68	544	384	236,7	249,9	65%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA325	A	7,08	686	606	191,1	88,6	28%
LN60 1298 CABREIRA (PRE)-FRADES (REN)	2	1x3x1 LXCVE30	S	0,08	740	599	191,1	88,6	26%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	1	1x3x1 AA325	A	1,22	686	606	211,8	212	35%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	2	1x3x1 AA160	A	16,38	451	401	211,8	212	53%
LN60 1299 VILA CHÁ (REN)-TONDELA	3	1x3x1 AA325	A	14,51	544	384	211,8	212	55%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	1	2x3x1 AA110	A	10,38	584	426	96,2	111,3	26%
LN60 1301 BELMONTE-SABUGAL	2	1x3x1 AA110	A	16,24	292	213	96,2	111,3	52%
LN60 1302 MOSTEIRO (PRE)-SABUGAL	1	1x3x1 AA160	A	6,3	451	401	97,9	71,2	22%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	83,4	78,7	20%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	2	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	265,2	170,3	59%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	3	1x3x1 LXHIQLE630	S	0,08	740	599	295,3	215,2	40%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	4	1x3x1 AA325	A	1,11	686	606	295,3	215,2	43%
LN60 1304 MOSQUEIROS (PRE)-BELMONTE	5	1x3x1 AA160	A	10,55	451	401	295,3	215,2	65%
LN60 1305 BELMONTE-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	14,62	1372	1212	301,9	273,5	23%
LN60 1306 VILA CHÁ (REN)-SEIA I	1	1x3x1 AA325	A	3,63	544	384	210,1	163,2	43%
LN60 1307 VILA CHÁ (REN)-SEIA II	1	1x3x1 AA325	A	3,66	544	384	208,7	162,1	42%
LN60 1308 PONTE DE JUGAIS-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,74	451	401	280,5	247,2	62%
LN60 1309 VILA COVA-SEIA	1	1x3x1 AA160	A	5,95	451	401	276,7	260,2	65%
LN60 1312 SEIA-LORIGA	1	1x3x1 AA325	A	12,98	544	384	17,9	12,8	3%
LN60 1313 01 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA	1	1x3x1 AA160	A	0,31	451	401	42,2	38,1	10%
LN60 1313 02 LORIGA-TORTOSENDO/PENTEADORA/ RIBEIRA ALFORFA(PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	64,2	63,6	16%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	1	1x3x1 AA325	A	9,68	544	384	59,4	53,6	14%
LN60 1313 LORIGA-TORTOSENDO	2	1x3x1 AA325	A	10,45	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 1314 01 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL/CASCA (PRE)	1	1x3x1 AA235	A	2,94	460	329	68,8	66,4	20%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	1	2x3x1 AA235	A	12,12	921	658	112,3	103,7	16%
LN60 1314 SEIA-OLIVEIRA DO HOSPITAL	2	2x3x1 AA235	A	2,1	921	658	57,1	41,7	6%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	1	2x3x1 AA235	A	0,01	1155	1024	57,4	42,3	5%
LN60 1315 OLIVEIRA DO HOSPITAL-CANDOSA	2	2x3x1 AA235	A	8,44	921	658	0,9	0,9	0%
LN60 1316 AÇOR (PRE)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	16,07	686	606	269,3	181,8	39%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,06	582	474	75,1	59,2	13%
LN60 1317 CANDOSA-CARREGAL DO SAL	2	1x3x1 AA160	A	12,81	362	261	75,1	59,2	23%
LN60 1318 TORTOSENDO-VÁRZEA	1	1x3x1 AA325	A	5,19	686	606	79,3	84,9	14%
LN60 1319 FERRO (REN)-FUNDÃO II	1	1x3x1 AA325	A	12,67	686	606	70,5	83,5	14%
LN60 1320 FERRO (REN)-VÁRZEA	1	2x3x1 AA325	A	6,39	1372	1212	230,2	157,3	17%
LN60 1321 FERRO (REN)-TORTOSENDO	1	2x3x1 AA325	A	3,86	1372	1212	234,2	179	17%
LN60 1322 SERRA DE ALVOAÇA (PRE)-FERRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	23,48	686	606	378,9	332,2	55%
LN60 1323 01 SANTA LUZIA-FUNDÃO/BTW	1	1x3x1 AA235	A	0,04	460	329	35,7	38,2	12%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	1	1x3x1 AA235	A	11,37	460	329	224,8	264,7	80%
LN60 1323 SANTA LUZIA-FUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	19,11	686	606	206,5	259	43%
LN60 1324 JANEIRO DE CIMA (PRE)-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	1,91	451	401	52,4	37	12%
LN60 1325 CANTANHEDE-MIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,13	451	401	169,4	166,3	41%
LN60 1326 CANTANHEDE-TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	14,45	686	606	269,6	136	39%
LN60 1327 MIRA-PESCANOVA	1	1x3x1 AA160	A	9,65	451	401	25,4	26,5	7%
LN60 1328 ALTO S. JOÃO-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	3,97	1372	1212	222,4	195,9	16%
LN60 1329 CORRENTE-RELVINHA	1	2x3x1 AA325	A	3,78	1372	1212	143,8	129	11%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	1	1x3x1 AA160	A	6,7	451	401	81,2	79,5	20%
LN60 1330 RELVINHA-FABRICELA	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,74	582	474	81,2	79,5	17%
LN60 1331 01 RELVINHA-PAMPILHOSA/CIMPOR	1	1x3x1 AA160	A	0,08	362	261	0,1	0,1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	1	2x3x1 AA325	A	7,01	1372	1212	2,6	2,6	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	2	2x3x1 AA325	A	6,89	1372	1212	1,1	1,1	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	3	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,02	899	725	1,4	1,4	0%
LN60 1331 RELVINHA-PAMPILHOSA	4	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,06	899	725	0,5	0,5	0%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	1	2x3x1 AA325	A	0,41	1372	1212	202,3	179,5	15%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	2	1x3x1 AA325	A	0,47	544	384	202,3	179,5	47%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	3	2x3x1 AA160	A	3,53	723	523	202,3	179,5	34%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	4	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	202,3	179,5	30%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	5	2x3x1 AA160	A	2,67	723	523	202,3	179,5	34%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	6	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,09	899	725	202,3	179,5	25%
LN60 1332 PEREIROS (REN)-CORRENTE	7	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	202,3	179,5	30%
LN60 1333 PEREIROS (REN)-ALTO S. JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	4,19	1089	769	356,7	294,7	38%
LN60 1334 01 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I/TAVEIRO	1	1x3x1 AA160	A	2,38	451	401	138,9	102,6	31%
LN60 1334 PEREIROS (REN)-C.P. ALFARELOS I	1	1x3x1 AA195	A	1,08	398	286	0,5	0,5	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	0,5	0,5	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	3	1x3x1 AA195	A	7,88	398	286	0,5	0,5	0%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	4	1x3x1 AA195	A	6,71	398	286	138,5	102,3	36%
LN60 1334 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS I	5	1x3x1 AA235	A	0,84	578	512	138,5	102,3	24%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	1	1x3x1 AA195	A	1,19	398	286	78,8	75	26%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	2	1x3x1 AA235	A	0,85	578	512	78,8	75	15%
LN60 1335 PEREIRO (REN)-C.P. ALFARELOS II	3	1x3x1 AA195	A	15,32	398	286	78,8	75	26%
LN60 1336 01 PEREIRO (REN)-ALFARELOS/TAVEIRO II	1	1x3x1 AA160	A	3,96	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	1	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	108,1	77,8	24%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	2	1x3x1 AA160	A	11,79	362	261	108,1	77,8	30%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	3	1x3x1 AA160	A	6,75	362	261	107,9	77,6	30%
LN60 1336 PEREIRO (REN)-ALFARELOS	4	1x3x1 AA325	A	1,38	686	606	107,9	77,6	16%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	145,1	107,5	21%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	2	2x3x1 AA325	A	0,12	1089	769	145,1	107,5	14%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	3	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	145,1	107,5	28%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	4	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	145,1	107,5	21%
LN60 1337 PEREIRO (REN)-CONDEIXA	5	1x3x1 AA160	A	9,68	362	261	145,1	107,5	41%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	1	1x3x1 AA160	A	0,12	362	261	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	1258	1018	2	2	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	3	1x3x1 AA160	A	0,74	451	401	0	0	0%
LN60 1338 ALFARELOS -VILA ROBIM	4	2x3x1 AA160	A	18,17	723	523	2	2	0%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	1	2x3x1 AA160	A	18,51	723	523	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	2	1x3x1 AA325	A	1,21	544	384	6,4	6,4	2%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	3	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	6,4	6,4	1%
LN60 1339 PEREIRO (REN)-VILA ROBIM	5	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	6,4	6,4	1%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	1	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	118,6	72,9	17%
LN60 1342 MORTÁGUA-PC MORTÁGUA	2	1x3x1 AA160	A	3,79	362	261	118,6	72,9	33%
LN60 1343 01 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	7,36	686	606	157,6	93,6	23%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,57	362	261	79	54	22%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	2	1x3x1 AA325	A	1,46	686	606	102	85,9	15%
LN60 1343 PC MORTÁGUA-AGUIEIRA	3	1x3x1 AA160	A	3,73	362	261	102	85,9	33%
LN60 1344 01 RAIVA-PEREIRO (REN)/PENACOVA	1	1x3x1 AA325	A	1,18	686	606	125	127,2	21%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	0,24	544	384	198,4	225,3	59%
LN60 1344 RAIVA-PEREIRO (REN)	2	1x3x1 AA325	A	22,66	544	384	252,5	307,6	80%
LN60 1345 DEGRACIAS (PRE)-CONDEIXA	1	1x3x1 AA160	A	9,35	451	401	199,5	145,7	44%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,64	1528	1233	507	385	33%
LN60 1348 PEREIRO (REN)-LOUSÁ	2	2x3x1 AA325	A	16,07	1372	1212	507	385	37%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	3,36	686	606	296,7	215,2	43%
LN60 1349 PEREIRO (REN)-ALEGRIA	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,04	740	599	296,7	215,2	40%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURICAL	1	2x3x1 AA400	A	6,23	1230	861	105,3	104,2	12%
LN60 1350 LAVOS (REN)-LOURICAL	2	1x3x2 AA325	A	0,28	1089	769	105,3	104,2	14%
LN60 1351 LOUSÁ-LOUSÁ I (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,14	686	606	280,1	210	41%
LN60 1352 LOUSÁ-SAFRA (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	6,22	686	606	389,8	279,1	57%
LN60 1353 LOUSÁ-PC CADAFAZ	1	1x3x1 AA160	A	19,27	451	401	132,6	105,7	29%
LN60 1354 LOUSÁ-PC MALHADAS	1	1x3x1 AA160	A	17,73	451	401	119,4	123,6	31%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA090	A	8,93	313	280	1,1	1,1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA130	A	3,92	338	301	1,1	1,1	0%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	3	1x3x1 AA105	A	6,96	285	208	1,1	1,1	1%
LN60 1355 PC CADAFAZ-SANTA LUZIA	4	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1,1	1,1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	1	1x3x1 AA160	A	0,42	451	401	1,1	1,1	0%
LN60 1356 PC MALHADAS-SANTA LUZIA	2	1x3x1 AA105	A	21,41	285	208	1,1	1,1	1%
LN60 1357 LOUSÁ-MIRANDA DO CORVO	1	2x3x1 AA325	A	7,86	1372	1212	105,1	72,6	8%
LN60 1358 OLEIROS-CASTELO BRANCO (REN)	1	1x3x1 AA325	A	30,02	686	606	255,3	168,3	37%
LN60 1359 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	2,82	1372	1212	268,2	229,3	20%
LN60 1360 TALAGUEIRA-CASTELO BRANCO I	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	96,5	110,7	18%
LN60 1362 TALAGUEIRA-SENHORA DA GRAÇA	1	1x3x1 AA160	A	29,99	362	261	61,8	56,7	22%
LN60 1365 VILA VELHA DE RODÃO-TALAGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	24,09	686	606	114	130,6	22%
LN60 1366 PRACANA-VALE SERRÃO	1	1x3x1 AA325	A	19,63	544	384	217	158,6	41%
LN60 1367 VALE SERRÃO-CABEÇO DA RAÍNSIA (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	15,46	451	401	233,5	174,7	52%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	1	1x3x1 CU095	A	0,03	358	263	92,9	75,1	29%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	2	1x3x1 AA160	A	18,42	362	261	92,9	75,1	29%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	3	1x3x1 AA235	A	0,82	460	329	92,9	75,1	29%
LN60 1368 VENDA NOVA-SERTÁ	4	1x3x1 AA160	A	13,29	362	261	92,9	75,1	23%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	1	2x3x1 AA400	A	1,21	1230	861	345,1	288,5	34%
LN60 1371 LAVOS (REN)-PC CARVALHAIS	2	1x3x1 AA400	A	0,99	778	686	345,1	288,5	44%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	1	2x3x1 AA400	A	1,07	1230	861	219,9	187	22%
LN60 1372 PC CARVALHAIS-GALA	2	1x3x1 AA400	A	5,21	615	431	219,9	187	43%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	1528	1233	360,8	288,3	24%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	2	1x3x2 AM228	A	3,09	1136,8	1007,6	360,8	288,3	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	3	1x3x2 AM228	A	1,43	1136,8	1007,6	360,8	288,3	32%
LN60 1373 GALA-VILA ROBIM	4	1x3x1 AC380	A	0,83	1425	1365	360,8	288,3	25%
LN60 1374 PC CARVALHAIS-SOPORCEL	1	1x3x1 CU150	A	0,76	469	340	0	0	0%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	183,3	157,8	27%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	183,3	157,8	33%
LN60 1375 PC CARVALHAIS-CELBI	3	1x3x1 AA325	A	3,1	686	606	183,3	157,8	27%
LN60 1376 LAVOS (REN)-SOURÉ	1	1x3x1 AA325	A	18,65	686	606	108,7	101,2	17%
LN60 1377 01 ORTIGA (PRE)-PONTÃO/PENELA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	2,13	686	606	257,6	191,3	38%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,07	686	606	151,9	161,3	27%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,3	686	606	172,7	151,8	25%
LN60 1377 ORTIGA (PRE)-PONTÃO	3	1x3x1 AA160	A	11,3	451	401	151,9	161,3	40%
LN60 1378 PONTÃO-PEDRÓGÃO	1	1x3x1 AA160	A	14,68	451	401	71,2	62,6	16%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	1	1x3x1 AM148	A	5,1	350	253	26,9	31,6	12%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,03	740	599	26,9	31,6	5%
LN60 1379 FONTE BOA-SOLIDAL	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,05	740	599	26,9	31,6	5%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	1	2x3x1 AA160	A	15,13	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	0,37	1372	1212	440,1	358,4	32%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	3	2x3x1 AA160	A	10,57	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	4	2x3x1 AA160	A	0,47	902	802	440,1	358,4	49%
LN60 1380 ALTO DE ARGANIL (PRE)-TÁBUA (REN)	5	2x3x1 AA325	A	0,39	1372	1212	440,1	358,4	32%
LN60 1381 LOMBA DO VALE (PRE)-FRADES (REN)	1	1x3x1 AA160	A	10,81	451	401	219,4	147	49%
LN60 1382 VAROSA-LAMEGO	1	1x3x1 AA235	A	6,45	460	329	220,6	164,2	50%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,84	1528	1233	419,1	286,1	27%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	2	2x3x1 AA235	A	0,34	1155	1024	419,1	286,1	36%
LN60 1383 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO I	3	2x3x1 AA325	A	0,75	1372	1212	419,1	286,1	31%
LN60 1384 MACEDO DE CAVALHEIROS (REN)-MACEDO DE CAVALHEIROS	1	1x3x1 AA325	A	12,87	544	384	148,7	119,6	31%
LN60 1385 OLEIROS (REN)-LUÓ	1	2x3x1 AA325	A	10,93	1372	1212	355,3	314,4	26%
LN60 1386 VILA POUCA DE AGUIAR (REN)-SOUTELO II	1	2x3x1 AA325	A	4,1	1372	1212	194,6	122,5	14%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,73	1528	1233	484,1	330,4	32%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	1528	1233	484,1	330,4	32%
LN60 1387 CUSTÓIAS (REN)-S.TA CRUZ DO BISPO II	3	2x3x1 AA325	A	0,86	1372	1212	484,1	330,4	35%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,18	1258	1018	464,6	285,1	37%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	13,94	1372	1212	464,6	285,1	34%
LN60 1388 PC CABRIL-CARRAPATELO (REN)	3	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,25	1258	1018	464,6	285,1	37%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	1	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,1	1258	1018	229,8	203,7	20%
LN60 1389 VILA NOVA DE GAIA-SERRA DO PILAR	2	1x3x1 AA325	A	0,01	1089	769	229,8	203,7	26%
LN60 1390 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS A	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	3,7	3,7	1%
LN60 1391 PC CIRCUNVALAÇÃO-BOAVISTA B	1	1x3x1 PCIAV400	S	1,97	770	630	1,6	1,6	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1393 PC PRELADA-VITÓRIA I	1	1x3x1 LXC630	S	4,54	740	599	134,6	119,1	20%
LN60 1394 PC CIRCUNVALAÇÃO-MONTE DOS BURGOS C	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,58	770	630	3,7	3,7	1%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	1	2x3x1 AA325	A	12,88	1372	1212	314,2	240,9	23%
LN60 1396 BODIOSA (REN)-VISO	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,4	1528	1233	314,2	240,9	21%
LN60 1398 PC PRELADA-LAPA I	1	1x3x1 LXC630	S	2,45	740	599	127,8	97,9	17%
LN60 1400 PC PRELADA-PARANHOS II	1	1x3x1 LXC630	S	2,53	740	599	545,9	432,7	74%
LN60 1401 PC PRELADA-MONTE DOS BURGOS II	1	1x3x1 LXC630	S	1,54	740	599	330,3	260,5	45%
LN60 1403 FEIRA-RIO MEÃO	1	2x3x1 AA325	A	6	1372	1212	484,4	413	35%
LN60 1407 ANTAS-PARANHOS H	1	1x3x1 LXC630	S	2,53	740	599	347,5	262,6	47%
LN60 1410 VERDINHO-SERRA DO PILAR	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,01	899	725	89,7	62,5	10%
LN60 1412 BARRÓ-REVIGRÉS	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	0,06	386	325	52,7	47,4	15%
LN60 1413 VISO-VISEU	1	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	134,9	89	30%
LN60 1413 VISO-VISEU	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	134,9	89	23%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,1	740	599	99,5	48,6	13%
LN60 1417 S. MACÁRIO II (PRE)-PC CABRIL	2	1x3x1 AA160	A	8,08	451	401	99,5	48,6	22%
LN60 1418 PEREIRO (REN)-ANTANHOL	1	2x3x1 AA325	A	4,51	1372	1212	243,7	184,2	18%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	1	1x3x1 AA325	A	6,93	686	606	157,6	146,4	24%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	2	1x3x1 AM228	A	0,73	568	504	157,6	146,4	29%
LN60 1419 GAFANHA-ILHAVO	3	1x3x1 AA325	A	2,57	686	606	157,6	146,4	24%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,88	899	725	117	138,5	19%
LN60 1420 FERRO (REN)-FUNDÃO I	2	1x3x1 AA325	A	7,39	686	606	117	138,5	23%
LN60 1421 PC BARBOSA & ALMEIDA-PEDROSO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	125,9	120,7	17%
LN60 1422 VILA NOVA DE GAIA-S.TA MARINHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,27	582	474	125,6	98,4	22%
LN60 1423 BUSTOS-MIRA	1	2x3x1 AA325	A	14,73	1372	1212	265,64	260,82	22%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	1	1x3x1 AA325	A	7,94	1372	1212	196,1	94,8	14%
LN60 1424 GUARDA-CASAL DE CINZA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	1528	1233	196,1	94,8	13%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	1	2x3x1 AA325	A	22,5	1372	1212	161,3	102,4	12%
LN60 1425 CELORICO-CASAL DA CINZA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	1528	1233	161,3	102,4	11%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	1	2x3x1 AA325	A	10,27	1372	1212	1,4	1,4	0%
LN60 1426 MIRANDA DO CORVO-PC VILA NOVA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	1,4	1,4	0%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	1	1x3x1 AA325	A	1,29	686	606	202,3	170,7	29%
LN60 1427 TÁBUA (REN)-CANDOSA	2	1x3x1 AA235	A	5,15	460	329	202,3	170,7	52%
LN60 1428 SOUSA-FELGUEIRAS	1	2x3x1 AA325	A	5,77	1372	1212	0,6	0,6	0%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	163,9	168,5	23%
LN60 1429 VALDIGEM (REN)-VILA DE RUA	2	1x3x1 AA325	A	30,51	686	606	163,9	168,5	28%
LN60 1430 ERMESINDE (REN)-PALMILHEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,23	899	725	113	83,8	13%
LN60 1431 PRADOS (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 AA325	A	7,66	686	606	368,7	191,1	54%
LN60 1432 RECARÉI (REN)-LORDELO	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,59	1528	1233	598,5	487,3	40%
LN60 1432 RECARÉI (REN)-LORDELO	2	1x3x2 AA325	A	0,04	1089	769	598,5	487,3	63%
LN60 1432 RECARÉI (REN)-LORDELO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,29	1528	1233	598,5	487,3	40%
LN60 1432 RECARÉI (REN)-LORDELO	4	2x3x1 AA325	A	11,87	1372	1212	598,5	487,3	44%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	1528	1233	429,1	324,9	28%
LN60 1433 PC VILA NOVA-PENELA (REN)	2	2x3x1 AA325	A	16,76	1372	1212	429,1	324,9	31%
LN60 1434 LUÓ-ALVELOS	1	2x3x1 AA325	A	7	1372	1212	199,5	179,1	15%
LN60 1434 LUÓ-ALVELOS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,13	1528	1233	199,5	179,1	15%
LN60 1435 MOURISCA (REN)-ILHAVO	1	2x3x1 AA325	A	18,08	1372	1212	413	378,8	31%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	1	2x3x1 AA160	A	6,36	723	523	248,2	205,2	39%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	2	1x3x1 AA325	A	4,27	686	606	248,2	205,2	36%
LN60 1436 FEIRA (REN)-S. JOÃO DA MADEIRA	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	248,2	205,2	36%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	1	1x3x1 AA325	A	2,97	686	606	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	899	725	4,8	4,8	1%
LN60 1437 ANTANHOL-ALEGRIA	4	1x3x1 LXHI0LE630	S	2,77	740	599	4,8	4,8	1%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	1,93	386	325	84,8	93,7	29%
LN60 1439 VISTA ALEGRE-POLIVOUGA	2	1x3x1 AA160	A	0,01	451	401	84,8	93,7	23%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	1	1x3x1 AA325	A	8,41	544	384	0,5	0,5	0%
LN60 1440 OLIVEIRA DO BAIRRO-BUSTOS	2	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 1441 JORJAIS-SOUTELO	1	2x3x1 AA325	A	14,33	1372	1212	194,6	135,9	14%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	5,92	451	401	42,1	44,8	11%
LN60 1443 AREIAS-CASFIL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,13	582	474	42,1	44,8	9%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	1	2x3x1 AA325	A	6,67	1372	1212	93,2	91,9	8%
LN60 1444 OLIVEIRA DE AZEMÉIS-DEVESA VELHA	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1528	1233	93,2	91,9	7%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	1	1x3x1 AA160	A	1,67	451	401	154,7	81,2	34%
LN60 1445 BARROSO (PRE)-PC BARROSO	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	154,7	81,2	27%
LN60 1446 CORRENTE - CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,39	544	384	195,3	245,2	64%
LN60 1446 CORRENTE - CIMPOR	2	2x3x1 AA160	A	6,92	723	523	195,3	245,2	47%
LN60 1447 LAMAÇAS-BRAGA I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,28	582	474	185,9	153,2	32%
LN60 1448 LAMAÇAS-BRAGA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,29	582	474	133,8	110,4	23%
LN60 1449 FEIRA (REN)-CARRÉGOSA	1	2x3x1 AA325	A	8,79	1372	1212	281,7	256	21%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	1	1x3x1 AA160	A	4,45	451	401	26,2	18,4	6%
LN60 1450 PC BARROSO-VILA DA PONTE	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	26,2	18,4	5%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	1,3	1,3	0%
LN60 1451 SANTIAGO DE SUBARRIFANA-BUSTELO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,55	899	725	1,3	1,3	0%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,1	899	725	77,4	65,6	9%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	2	1x3x1 AA325	A	8,77	686	606	77,4	65,6	11%
LN60 1452 ALBERGARIA-SEVER DO VOUGA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	77,4	65,6	9%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	30,1	27,5	6%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	2	1x3x1 AA110	A	16,21	292	213	30,1	27,5	13%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	3	1x3x1 AA160	A	5,9	451	401	30,1	27,5	7%
LN60 1453 BELMONTE-MEIMOA	4	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,08	582	474	30,1	27,5	6%
LN60 1455 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	15,7	20,2	4%
LN60 1456 PC FONTE DO MOURO-GOUVÃES II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,13	582	474	8,9	11,5	2%
LN60 1457 01 VISTA ALEGRE-BAMISO/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	1,5	1,5	0%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	141,7	134,1	18%
LN60 1457 VISTA ALEGRE-BAMISO	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	141,7	134,1	22%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	53,7	45,3	10%
LN60 1458 S. ROMÃO DO NEIVA-FORTISSUE	2	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	53,7	45,3	12%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	1	1x3x1 AA325	A	23,1	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 1459 MIRANDELA-MACEDO DE CAVALEIROS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,45	899	725	2,2	2,2	0%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	82,3	77,3	11%
LN60 1460 CASTELO BRANCO (REN)-ALCAINS	2	1x3x1 AA325	A	14,49	686	606	82,3	77,3	13%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	1	2x3x1 AA325	A	7,88	1372	1212	347,12	286,01	25%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	2	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	347,12	286,01	25%
LN60 1461 FAFE(REN)-GUIMARÃES	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,1	1528	1233	347,12	286,01	23%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,12	582	474	228,7	174,7	39%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	2	1x3x1 AA325	A	0,32	686	606	228,7	174,7	33%
LN60 1462 VALE DE ESTRELA (PRE)-GUARDA	3	1x3x1 AA160	A	6,07	451	401	228,7	174,7	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	1	1x3x1 AA325	A	4,31	686	606	351,6	210,5	51%
LN60 1463 VILA COVA (PRE)-PC CAMPANHÓ	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	351,6	210,5	39%
LN60 1464 PC CAMPANHÓ-FELGUEIRAS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	1528	1233	552,7	347,1	36%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	1	1x3x1 AA400	A	0,03	615	431	254,9	204,8	48%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	254,9	204,8	28%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	3	2x3x1 AA400	A	0,64	1230	861	254,9	204,8	24%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	4	1x3x1 AA400	A	0,97	778	686	254,9	204,8	33%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	5	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	254,9	204,8	28%
LN60 1469 LAVOS (REN)-GALA	6	1x3x1 AA400	A	5,19	615	431	254,9	204,8	48%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	1	1x3x1 AM148	A	0,53	350	253	81,7	80,4	32%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	2	1x3x1 AA160	A	0,51	451	401	81,7	80,4	20%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	3	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,02	740	599	81,7	80,4	13%
LN60 1470 VILA ROBIM-VIDREIRA DO MONDEGO	4	1x3x1 AA160	A	2,3	362	261	81,7	80,4	31%
LN60 1471 VILA VELHA DE RODÃO-PAPER PRIME	1	1x3x1 AA160	A	0,27	451	401	57,4	53,1	13%
LN60 1479 ESTARREJA (REN)-BEDUÍDO	1	2x3x1 AA325	A	4,12	1372	1212	194	171,1	14%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,4	582	474	39,2	27	7%
LN60 1480 BEDUÍDO-EUROCAST	2	1x3x1 AA160	A	0,07	451	401	194	171,1	43%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	1	2x3x1 AA325	A	7,09	1372	1212	286,3	267,7	22%
LN60 1481 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	1528	1233	286,3	267,7	22%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	1	2x3x1 AA325	A	0,93	1372	1212	544,9	481,2	40%
LN60 1482 PC DEOCRISTE-EUROPAC	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	1528	1233	544,9	481,2	39%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	123,3	115,3	19%
LN60 1483 VILA FRIA (REN)-PC DEOCRISTE II	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,07	899	725	123,3	115,3	16%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	268,8	229,2	39%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	268,8	229,2	32%
LN60 1484 PC DEOCRISTE-FEITOSA	3	1x3x1 AA325	A	0,25	686	606	268,8	229,2	39%
LN60 1485 ALTO MONÇÃO (PRE)-PC CASARÃO	1	1x3x1 AA325	A	15,38	686	606	333,7	243,6	49%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	311	222,3	35%
LN60 1486 PC CASARÃO-BARRÓ	2	1x3x1 AA325	A	7,86	686	606	311	222,3	45%
LN60 1487 POCINHO (REN)-AÇOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,3	582	474	71	62,3	13%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 AA160	A	9,8	451	401	83,4	40,8	18%
LN60 1490 COVAS DO BARROSO (PRE)-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	83,4	40,8	18%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	1	1x3x1 AA160	A	8,41	451	401	143,9	101,4	32%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	2	1x3x1 AA160	A	4,2	451	401	140,3	96,6	31%
LN60 1491 PC FONTE DO MOURO-SOUTELO	3	1x3x1 AA160	A	3,24	451	401	140,3	96,6	31%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,23	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,04	740	599	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	3	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 1493 PC SEIXINHOS-CARNEIRO	4	1x3x1 AA245	A	5,18	461	329	0,6	0,6	0%
LN60 1494 CARNEIRO-AMARANTE	1	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	72,6	56,9	11%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	1,5	1,5	0%
LN60 1495 FERMIL-PC FONTE DO MOURO	2	1x3x1 AA160	A	24,37	451	401	1,5	1,5	0%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,28	362	261	97,3	97,3	37%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	2	1x3x1 AA160	A	2,89	451	401	97,3	97,3	24%
LN60 1496 PC FONTE DO MOURO-BRAGADAS (PRE)	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,18	582	474	97,3	97,3	21%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	1	1x3x1 AA325	A	6,37	686	606	334,6	204,3	49%
LN60 1497 VIGIA (PRE)-PC RIBABELIDE	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	334,6	204,3	49%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	20,09	10,69	3%
LN60 1499 BUSTOS-VOLCALIS	2	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	20,09	10,69	4%
LN60 1500 SANGUEDO-AMORIM & IRMÃOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,14	582	474	39	48,4	10%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	1	1x3x1 AA325	A	9,75	686	606	408,7	419,7	69%
LN60 1501 PE PENACOVA-PAMPILHOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,05	899	725	408,7	419,7	58%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	80,9	66,8	12%
LN60 1502 VISO-PC MUNDÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	80,9	66,8	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	1	1x3x1 AA325	A	12	686	606	81,1	67	12%
LN60 1503 PC MUNDÃO-SÁTÃO	2	1x3x1 AA325	A	0,2	686	606	81,1	67	12%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	1	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	42,5	40,4	7%
LN60 1504 NOGUEIRA DA REGEDOURA-PC CORTEGACA	2	2x3x1 CU120	A	10,92	816	595	42,5	40,4	7%
LN60 1505 01 PC CORTEGACA-ARADA	1	1x3x1 CU050	A	0,95	240	178	2,3	1,6	1%
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	1	2x3x1 CU120	A	2,45	816	595	0,3	0,3	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	2	2x3x1 CU120	A	1,34	816	595	2,3	1,6	0%
LN60 1505 PC CORTEGACA-ARADA	3	1x3x1 AA325	A	0,28	686	606	2,3	1,6	0%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	1	2x3x1 AA235	A	1,28	1155	1024	177	187,1	18%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	177	187,1	26%
LN60 1507 VILA VELHA DE RODÃO-CELTEJO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,39	899	725	177	187,1	26%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	1	1x3x1 AA325	A	0,35	686	606	246,1	284,7	47%
LN60 1509 ESGUEIRA-PC CACIA	2	2x3x1 AA160	A	4,32	723	523	246,1	284,7	54%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	1	1x3x1 AA325	A	0,49	686	606	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	4	2x3x1 AA160	A	3,92	723	523	0,8	0,9	0%
LN60 1510 PC CACIA-VISTA ALEGRE	5	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	0,8	0,9	0%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	1	2x3x1 AA325	A	4,99	1372	1212	589,6	583,4	48%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	328	374,4	62%
LN60 1511 CENTRAL DE BIOMASSA SBM - LAVOS (REN)	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	337,1	330,3	55%
LN60 1512 PC CACIA-NAVIGATOR TISSUE	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,63	899	725	93,7	56,4	10%
LN60 1515 PC CACIA-ENERPULP	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,67	899	725	271,4	305,7	42%
LN60 1823 PH VILAR DO MONTE - GUMIEI	1	1x3x1 AA160	A	5,24	451	401	157,1	95,5	35%
LN60 6000 01 CAMARATE I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,01	899	725	110,2	71,8	12%
LN60 6000 01 CAMARATE I	2	1x3x1 AA325	A	1,36	686	606	110,2	71,8	16%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	109,5	71,4	12%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	109,4	71,3	19%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	3	1x3x1 AA175	A	0,52	387	279	109,5	71,4	28%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	4	1x3x1 AA160	A	1,26	451	401	109,5	71,4	24%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	5	1x3x1 AA175	A	4,79	387	279	3,4	3,4	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	6	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,6	899	725	3,4	3,4	0%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	7	1x3x1 AA175	A	0,7	387	279	3,4	3,4	1%
LN60 6000 PS MOSCAVIDE-PÓVOA	8	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	109,4	71,4	24%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	1	1x3x1 AA160	A	2,7	451	401	40,4	35,7	9%
LN60 6001 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	40,4	35,7	8%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,01	899	725	168,9	138,9	19%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,03	582	474	168,2	138,4	29%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	3	1x3x1 AA175	A	2,16	387	279	168,9	138,9	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,57	899	725	168,9	138,9	19%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	5	1x3x1 AA175	A	0,72	387	279	168,9	138,9	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	6	1x3x1 AA175	A	0,46	387	279	168,9	138,9	50%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	7	1x3x1 AA160	A	1,28	451	401	168,9	138,9	37%
LN60 6002 PS MOSCAVIDE-ANAIA	8	1x3x1 AA160	A	0,37	451	401	168,4	138,6	37%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	1	1x3x1 AA160	A	2,9	451	401	70,5	67,8	17%
LN60 6005 PS TRAJOUCE-SÃO MARCOS II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	70,5	67,8	14%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,36	899	725	278,3	213	31%
LN60 6006 ALTO MIRA (REN)-RIO DE MOURO	2	1x3x1 AA325	A	8,93	686	606	278,3	213	41%
LN60 6007 01 RANHOLAS	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	66,1	54,4	10%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	1	1x3x1 AA325	A	3,99	686	606	0,2	0,2	0%
LN60 6007 CAPA ROTA-MEM MARTINS	2	1x3x1 AA325	A	2,68	686	606	66	54,2	10%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,58	899	725	254,7	173,4	28%
LN60 6008 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO I	2	1x3x1 AA325	A	8,58	686	606	254,7	173,4	37%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	235,7	210,6	35%
LN60 6009 LOURES-FANHÕES	2	1x3x1 AA325	A	5,97	686	606	235,7	210,6	35%
LN60 6010 VALE DO TEJO-ESPADANAL	1	1x3x1 AA325	A	7,11	686	606	226,4	234,1	39%
LN60 6012 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,03	315	229	92	80,6	35%
LN60 6015 ALTO MIRA (REN)-CASAL S. BRÁS II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,67	899	725	206,9	137,5	23%
LN60 6016 01 CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	1,02	686	606	101	74,2	15%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	358,7	252,6	52%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,07	686	606	358,7	252,6	52%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	3	2x3x1 AA325	A	2	1372	1212	358,7	252,6	26%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	4	1x3x1 AA325	A	2,26	686	606	262,1	200,5	38%
LN60 6016 TRAJOUCE-ALCOITÃO	5	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	327,7	272,9	48%



Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6018 PÓVOA-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	9,63	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6021 VALE DO TEJO-SOBRALINHO	1	1x3x1 AA325	A	12,24	544	384	309,1	226,7	59%
LN60 6022 SOBRALINHO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AA325	A	12,23	544	384	309,2	226,8	59%
LN60 6023 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 AA325	A	0,67	686	606	396,3	346,7	58%
LN60 6024 01 CARTAXO	1	1x3x1 AA160	A	0,12	451	401	106,7	66,8	24%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	1	1x3x1 AA325	A	12,2	544	384	106,4	66,4	20%
LN60 6024 CRUZ DO CAMPO-FONTAINHAS	2	1x3x1 AA325	A	6,66	544	384	0,4	0,4	0%
LN60 6025 VALE DO TEJO-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	18,31	686	606	124,6	135,6	22%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	1	1x3x1 AA325	A	5,32	686	606	100,9	80,7	15%
LN60 6026 MEM MARTINS-SABUGO	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	100,9	80,7	15%
LN60 6027 SABUGO-PERO PINHEIRO	1	1x3x1 AA125	A	3,61	615	229	77,2	67,6	30%
LN60 6029 ALCOITÃO-BIRRE I	1	1x3x1 AM148	A	4,97	350	253	144,5	96,8	41%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEAN	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,11	899	725	1,1	1,1	0%
LN60 6031 VALE DO TEJO-MERCEAN	2	1x3x1 AA325	A	16,48	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,19	899	725	395,6	268,4	44%
LN60 6032 ALTO MIRA (REN)-CACÉM	2	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	395,6	268,4	58%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,55	582	474	79,6	59,3	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,57	582	474	78,6	58,6	14%
LN60 6033 CARRICHE-LUZ	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	5,37	582	474	159	118,2	27%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,5	582	474	49,7	46,9	10%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,51	582	474	49,4	46,6	10%
LN60 6034 CARRICHE-COLOMBO	3	1x3x1 LXHIQLE400	S	4,2	582	474	99,9	94,3	20%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	1	1x3x1 AA175	A	0,01	483	429	40,5	41,1	10%
LN60 6035 01 PS SOBRALINHO-AREIAS/EPAL	2	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,41	1528	1233	40,5	41,1	3%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	1	1x3x1 AA325	A	2,96	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	2	1x3x1 AA325	A	4,97	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	3	1x3x1 AA160	A	1,94	451	401	0,6	0,6	0%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	4	1x3x1 LXHIQLE1000	S	1,14	899	725	38,6	39,4	5%
LN60 6035 PS SOBRALINHO-AREIAS	5	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,33	1528	1233	38,6	39,4	3%
LN60 6036 01 GÓDIGANA	1	1x3x1 AA325	A	7,57	686	606	95,9	77,2	14%
LN60 6036 01 GÓDIGANA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	95,9	77,2	11%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	95,5	76,9	21%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	2	1x3x1 AA125	A	2,21	315	229	0,1	0,1	0%
LN60 6036 SABUGO-MAFRA	3	1x3x1 AA125	A	6,22	315	229	95,5	76,9	34%
LN60 6037 ALCOITÃO-BIRRE II	1	1x3x1 AM148	A	5,19	350	253	181	111,3	52%
LN60 6038 01 PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	3,45	387	279	70,6	61,8	22%
LN60 6038 MERCADO-SOBRALINHO	2	1x3x1 AA325	A	7,42	686	606	70,4	61,6	10%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,61	899	725	252,6	172	28%
LN60 6040 ALTO DE MIRA (REN)-SABUGO II	2	1x3x1 AA325	A	8,64	686	606	252,6	172	37%
LN60 6043 01 CAPARIDE	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	4,33	582	474	202,3	151,7	35%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	1,83	686	606	411,2	304,2	60%
LN60 6043 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	6,84	686	606	241,1	177,2	35%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	0,8	0,8	0%
LN60 6044 FANHÕES-CABEDA	1	1x3x1 AA325	A	14,37	686	606	366,2	337,3	56%
LN60 6045 FANHÕES-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	15,09	686	606	167,9	130,4	24%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	0,04	362	261	86,8	58,8	24%
LN60 6046 SABUGO-JANAS	2	1x3x1 AA160	A	11,06	451	401	86,8	58,8	19%
LN60 6048 PALHAVÁ-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,55	582	474	121,5	106,1	22%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,54	899	725	112,7	70,6	13%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	2	1x3x1 AA325	A	10,34	544	384	112,7	70,6	21%
LN60 6049 FANHÕES-CANEÇAS	3	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	112,7	70,6	16%
LN60 6055 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	6,25	386	325	76	68,7	21%
LN60 6056 ZAMBUJAL-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	7,03	582	474	101,5	90,1	19%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,08	582	474	172	150,5	32%
LN60 6059 ZAMBUJAL-CENTRAL TEJO	2	1x3x1 AXKJ400	S	2,45	582	474	172	150,5	32%
LN60 6068 PALHAVÁ-PARQUE I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,26	582	474	206,3	215,3	45%
LN60 6070 ZAMBUJAL-MIRAFLORES I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	3,17	582	474	172,9	133,2	30%
LN60 6071 ZAMBUJAL-MIRAFLORES II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	3,19	582	474	234,7	185,5	40%
LN60 6074 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,66	387	279	306,1	205,3	79%
LN60 6076 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	3,84	386	325	127,9	109,6	34%
LN60 6077 CARRICHE-ARROJA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	4,4	899	725	312,7	180,3	35%
LN60 6078 CARRICHE-QUINTA DA CALDEIRA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	5,1	899	725	238	169,3	26%
LN60 6079 ALCOITÃO-ESTORIL	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	3,87	386	325	145,1	121,7	38%
LN60 6080 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,38	1528	1233	224,6	207,8	17%
LN60 6081 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,38	1528	1233	223,7	207	17%
LN60 6084 ALTO MIRA-QUELUZ I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	3,89	582	474	90,4	57,1	16%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,66	582	474	133	79,9	23%
LN60 6085 ALTO MIRA-QUELUZ II	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,46	582	474	133	79,9	23%
LN60 6086 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,52	582	474	198,2	173,4	37%
LN60 6087 SOBRALINHO-CIMPOR	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,52	582	474	198,3	173,5	37%
LN60 6088 CARRICHE-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	9,32	582	474	128,4	96,4	22%
LN60 6090 PALHAVÁ-AMOREIRAS I	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	3,11	386	325	106,6	134,2	41%
LN60 6091 PALHAVÁ-AMOREIRAS II	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	3,11	386	325	134,4	124,3	38%
LN60 6092 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	4,73	386	325	45,6	42,3	13%
LN60 6093 PALHAVÁ-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	4,72	386	325	106,4	96,4	30%
LN60 6094 CARREGADO-VALE DO TEJO	1	1x3x1 AL1200	A	0,37	1669	1403	236,1	218,4	16%
LN60 6096 CARRICHE-NORTE	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	4,74	582	474	171,6	142	30%
LN60 6097 CARRICHE-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,63	582	474	145,8	111,8	25%
LN60 6099 ALTO MIRA (TCC)	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,29	582	474	1,4	1,4	0%
LN60 6100 PALHAVÁ-NORTE	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,75	582	474	210,4	179,5	38%
LN60 6101 MATAÇÃES-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 AA325	A	5,78	686	606	229,8	169,2	33%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	2,78	386	325	88,1	62,8	23%
LN60 6102 ALTO MIRA-REBOLEIRA I	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,12	582	474	88,1	62,8	15%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	2,79	386	325	119	93,7	31%
LN60 6103 ALTO MIRA-REBOLEIRA II	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,22	582	474	119	93,7	20%
LN60 6104 SOBRALINHO-ALHANDRA	1	1x3x1 AA175	A	0,65	387	279	73,7	64,2	23%
LN60 6105 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,08	582	474	84,8	61,1	15%
LN60 6105 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	84,8	61,1	6%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	2,11	386	325	126	78,5	33%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA325	A	1,7	686	606	206,6	130,7	30%
LN60 6105 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA160	A	5,26	362	261	126	78,5	35%
LN60 6106 01 ABÓBODA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,04	582	474	81,2	57,2	14%
LN60 6106 01 ABÓBODA	2	2x3x1 AA325	A	0,28	1372	1212	81,2	57,2	6%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	2,09	386	325	135,3	79	35%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	2	1x3x1 AA160	A	5,28	362	261	135,3	79	37%
LN60 6106 TRAJOUCE-PAREDE	3	1x3x1 AA325	A	1,75	686	606	213,7	127,6	31%
LN60 6107 CARRICHE-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	4,93	582	474	121	111,5	24%
LN60 6109 PALHAVÁ-METRO I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,53	582	474	0,6	0,6	0%
LN60 6110 PALHAVÁ-METRO II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,53	582	474	154,1	152,6	32%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,4	582	474	149	104,1	26%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,35	582	474	149	104,1	26%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	3	1x3x1 AA160	A	1,81	451	401	149	104,1	33%
LN60 6111 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	4	1x3x1 AA160	A	5,51	451	401	149	104,1	33%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,38	582	474	181,7	119,7	31%
LN60 6112 TRAJOUCE-FIGUEIRINHA	2	1x3x1 AA160	A	6,95	451	401	181,7	119,7	40%
LN60 6113 TRAJOUCE-CAPA ROTA	1	1x3x1 AA325	A	4,66	686	606	272	220	40%
LN60 6116 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA I	1	1x3x1 AA160	A	4,75	451	401	76,2	68,5	17%
LN60 6117 VALE DO TEJO-C. P. VILA FRANCA II	1	1x3x1 AA160	A	4,68	451	401	77,4	69,6	17%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6118 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	58,4	77,3	11%
LN60 6119 ALTO DE MIRA-C.P. AMADORA II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	3,21	899	725	58,4	77,3	11%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	1	1x3x1 AA325	A	2,1	686	606	190,4	194,4	32%
LN60 6120 MATAÇÃES- PC À DOS CUNHADOS	2	1x3x1 AA160	A	6,64	451	401	190,4	194,4	48%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	3,08	686	606	204,7	164,4	30%
LN60 6121 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	4,93	544	384	204,7	164,4	43%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	1	1x3x1 AA325	A	4,94	544	384	206,6	165,9	43%
LN60 6122 FANHÕES-PÓVOA	2	1x3x1 AA325	A	2,99	686	606	206,6	165,9	30%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	1	1x3x1 AA325	A	3,68	686	606	316,9	240,5	46%
LN60 6123 TRAJOUCE-ALCOITÃO	2	1x3x1 AA325	A	3,47	686	606	316,9	240,5	46%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	1,6	1,6	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,07	582	474	0,8	0,8	0%
LN60 6124 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL	3	1x3x1 AA325	A	14,3	686	606	0,8	0,8	0%
LN60 6128 ESPADANAL-CRUZ DO CAMPO	1	1x3x1 AA325	A	11,99	686	606	87,4	92,7	15%
LN60 6129 PS MOSCAVIDE-GAGO COUTINHO	1	1x3x1 AXKJ400	S	6,36	582	474	209,1	168,8	36%
LN60 6132 PS MOSCAVIDE-EXPO SUL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,43	582	474	122	118,8	25%
LN60 6133 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	109,6	97,6	21%
LN60 6134 PS MOSCAVIDE-EXPO NORTE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,93	582	474	81,7	80,3	17%
LN60 6135 PS MOSCAVIDE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	2,52	386	325	45,9	52,5	16%
LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	11,24	686	606	0,6	0,6	0%
LN60 6138 QUINTA DA CALDEIRA-LOURES	1	1x3x1 AA325	A	4,78	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6139 ZAMBUJAL-SÃO CIRO	1	1x3x1 LXHI0LE185	S	6,25	386	325	76	68,7	21%
LN60 6140 LEIÃO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,96	686	606	223,9	193,7	33%
LN60 6145 FANHÕES-MERCADO	1	1x3x1 AA325	A	5,31	686	606	170,5	146,6	25%
LN60 6146 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	0	0	0%
LN60 6147 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	132,2	91,4	23%
LN60 6148 ANAIA-PÓVOA	1	1x3x1 AA175	A	2,64	387	279	0,1	0,1	0%
LN60 6149 CARRICHE-METRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,96	582	474	3,2	3,2	1%
LN60 6150 CARRICHE-AEROPORTO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,72	582	474	146,5	135,6	29%
LN60 6151 FONTAINHAS-S.BENTO	1	1x3x1 AA325	A	5,55	686	606	286,1	304,4	50%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	11,23	686	606	166,6	219,4	36%
LN60 6152 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,25	899	725	166,6	219,4	30%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	1	1x3x1 AA325	A	10,4	686	606	180	237	39%
LN60 6153 FANHÕES-VALORSUL	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,24	899	725	180	237	33%
LN60 6154 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	541,7	486,8	29%
LN60 6155 01 CHEGANÇAS	1	1x3x1 AA160	A	0,38	451	401	130,4	126,1	31%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	1	1x3x1 AA160	A	0,54	451	401	34,5	35,2	9%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	2	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	133,5	119,2	20%
LN60 6155 VALE DO TEJO-LINDE-SOGÁS	3	1x3x1 AA160	A	5,77	451	401	133,5	119,2	30%
LN60 6156 RIO DE MOURO-TRAJOUCE	1	1x3x1 AA325	A	4,59	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6158 CARRICHE-SENHOR ROUBADO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,82	582	474	176,3	124,7	30%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	1	1x3x1 AA160	A	9,28	451	401	255,1	177,1	57%
LN60 6159 TELHEIRO-PC VALE DE GALEGOS	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,05	582	474	255,1	177,1	44%
LN60 6160 ALTO DE MIRA-CASAL S. BRÁS I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	2,36	899	725	128,8	85,6	14%
LN60 6162 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,02	582	474	171,4	146,8	31%
LN60 6163 SABUGO-JANAS	1	1x3x1 AA160	A	11,08	451	401	86,9	58,9	19%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8,3	451	401	70,8	63,7	16%
LN60 6164 CASALINHOS DE ALFAIATA-BOMBARDEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,62	582	474	70,8	63,7	13%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,83	686	606	167,1	129,9	24%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	167,1	129,9	24%
LN60 6165 FANHÕES-VENDA DO PINHEIRO	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,22	899	725	167,1	129,9	19%
LN60 6166 VENDA DO PINHEIRO-GRADIL	1	1x3x1 AA325	A	10,5	686	606	33,6	29	5%
LN60 6167 CADAVAL-SANCHEIRA	1	1x3x1 AA175	A	8,92	483	429	60,7	57,7	13%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	2,74	1528	1233	391,9	300,3	26%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,34	1528	1233	388,3	264,3	25%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	3	2x3x1 AA325	A	4,04	1372	1212	388,3	264,3	28%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	4	2x3x1 AA325	A	0,02	1089	769	391,9	303,3	39%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	5	2x3x1 AA325	A	0,44	1372	1212	388,9	264,6	28%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	6	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	204,4	139,1	30%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	7	2x3x1 AA325	A	1,99	1372	1212	391,9	303,3	29%
LN60 6168 ALTO MIRA(REN)-MEM MARTINS	8	2x3x1 AA325	A	4,67	1372	1212	389	264,6	28%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,14	582	474	120,6	92,4	21%
LN60 6169 PALHAVÁ-TELHEIRAS	2	1x3x1 AXKJ400	S	4,99	582	474	120,6	92,4	21%
LN60 6170 SETE RIOS (REN)-PALHAVÁ II	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	541,7	486,8	29%
LN60 6171 PS FANHÕES-SE FANHÕES	1	2x3x1 AA325	A	0,07	1372	1212	540	523	43%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,28	582	474	113,6	95,2	20%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,81	899	725	113,6	95,2	13%
LN60 6173 ALTO MIRA(REN)-VENTEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,45	582	474	113,6	95,2	20%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2	1	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	223,8	228,2	57%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2	2	1x3x1 AA160	A	0,04	451	401	267,8	283,7	71%
LN60 6175 MATAÇÃES-JOQUINHO 2	3	1x3x1 AA325	A	3,82	686	606	462	426,9	70%
LN60 6176 ANA AEROPORTOS - AEROPORTO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,22	582	474	186,2	172,2	36%
LN60 6176 PS MOSCAVIDE - ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,57	582	474	155,1	149,1	31%
LN60 6177 ANA AEROPORTOS-METRO CALVANAS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,96	582	474	4,3	4,3	1%
LN60 6177 PS MOSCAVIDE-ANA AEROPORTOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,57	582	474	155	149	31%
LN60 6178 CABEDA - CARVOEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,57	686	606	344	222	50%
LN60 6179 TORRES VEDRAS SUL-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA325	A	7,61	544	384	189,2	149,1	39%
LN60 6180 SETE RIOS (REN)-PALHÁVA III	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,02	2049,7	1653	541,7	486,8	29%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	118,5	101,4	17%
LN60 6185 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA I	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	118,5	101,4	21%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,59	740	599	138,2	122,8	21%
LN60 6186 PALHAVÁ-PRAÇA DA FIGUEIRA II	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,74	582	474	138,2	122,8	26%
LN60 6188 SABUGO-P.E. SARDINHA	1	1x3x1 AA160	A	7,17	451	401	148,1	154,1	38%
LN60 6189 CACÉM-LEIÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,44	686	606	0,2	0,2	0%
LN60 6191 CARVOEIRA (REN)-MATAÇÃES	1	2x3x1 AA325	A	2,79	1372	1212	445,6	309	32%
LN60 6192 CARVOEIRA-TORRES VEDRAS SUL	1	2x3x1 AA325	A	6,63	1372	1212	419,6	338,3	31%
LN60 6193 PALHAVÁ-LUZ	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,44	582	474	135,1	101,4	23%
LN60 6194 ALCOITÃO-CASCAIS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	4,2	582	474	154,8	98,6	27%
LN60 6195 PALHAVÁ-COLOMBO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,35	582	474	131,1	131,5	28%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	261,6	185,7	29%
LN60 6197 PC VALE GALEGOS-TORRES VEDRAS SUL	2	1x3x1 AA325	A	5,21	686	606	261,6	185,7	38%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	1	1x3x1 AA160	A	7,86	451	401	93,7	82,7	21%
LN60 6198 PC VALE GALEGOS-CASALINHOS DE ALFAIATA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	93,7	82,7	11%
LN60 6199 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 1	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	522,4	451,9	29%
LN60 6200 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL 2	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	1833,5	1541,2	549,9	475,8	31%
LN60 6201 ALTO MIRA-VENDA NOVA I	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,58	582	474	150,4	133,1	28%
LN60 6202 ZAMBUJAL-VENDA NOVA II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,98	582	474	89,2	65,5	15%
LN60 6204 PS MOSCAVIDE-SE MOSCAVIDE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,09	582	474	198,8	168,1	35%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	1	2x3x1 AA325	A	3,4	1372	1212	152,3	166,3	14%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	2	1x3x1 AC380	A	0,18	1425	1365	152,3	166,3	12%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	3	1x3x2 AA325	A	0,01	1089	769	152,3	166,2	22%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	4	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,43	1528	1233	152,3	166,3	13%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	5	1x3x1 AC380	A	1,69	1425	1365	152,3	166,3	12%
LN60 6205 AREIAS-VALE TEJO	6	1x3x1 AC380	A	0,4	1425	1365	0	0	0%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	1	1x3x1 AA175	A	0,01	483	429	33	33,6	8%
LN60 6206 AREIAS-EPAL (CLIENTE)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,23	582	474	33	33,6	7%
LN60 6208 PS PIAS-BRINCHES	1	1x3x1 AA325	A	8,98	686	606	131,2	233,5	39%
LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA I	1	1x3x1 AA325	A	34,72	686	606	105,8	88,1	15%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6210 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA II	1	1x3x1 AA325	A	34,47	686	606	107,1	89,2	16%
LN60 6212 MONTEIROS-VENDAS NOVAS	1	1x3x1 AA160	A	24,57	451	401	84	114,5	29%
LN60 6213 PS ALGERUZ-CARRASCAS	1	2x3x1 AA325	A	7,38	1372	1212	234	178,2	17%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	1	2x3x1 AA400	A	18,07	1230	861	2	2	0%
LN60 6215 LOURICAL-POMBAL	2	1x3x2 AA325	A	0,29	1089	769	2	2	0%
LN60 6216 POMBAL-RANHA	1	2x3x1 AA325	A	8,01	1372	1212	321,2	238,6	23%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	1	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 6218 PONTÃO-PC SICÓ	2	1x3x1 AA160	A	16,62	362	261	0,9	0,9	0%
LN60 6219 PC SICÓ-POMBAL	1	1x3x1 AA160	A	6,23	362	261	255,8	147,8	71%
LN60 6220 POMBAL-C.P. LITEM	1	1x2x1 AA260	A	9,76	475	338	56,7	60,6	18%
LN60 6221 POMBAL (REN)-POMBAL	1	1x3x1 CU300	A	0,04	1012,4	944,7	469,4	412,7	46%
LN60 6222 VENDA NOVA-OURÉM	1	1x3x1 AA325	A	18,62	686	606	204,8	170,9	30%
LN60 6223 OUREM-AZÓIA	1	1x3x1 AA325	A	20,17	544	384	1,1	1,1	0%
LN60 6225 AZÓIA-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	10,17	615	431	375,1	373,8	87%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	1	2x3x1 AA400	A	6,33	1230	861	335,9	292,7	34%
LN60 6226 BATALHA (REN)-AZÓIA	2	2x3x1 AA325	A	0,3	1372	1212	335,9	292,7	24%
LN60 6227 BATALHA (REN)-AZÓIA II	1	2x3x1 AA325	A	6,44	1372	1212	339,8	296,2	25%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	1	2x3x1 AA400	A	5,67	1230	861	506	430,7	50%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	2	2x3x1 AA400	A	0,08	1230	861	506	430,7	50%
LN60 6228 BATALHA (REN)-S. JORGE	3	2x3x1 AA485	A	0,34	1445	1004	506	430,7	43%
LN60 6229 BATALHA (REN)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA325	A	9,97	544	384	224,5	197,3	51%
LN60 6230 MARVILA (PRE)-FÁTIMA	1	1x3x1 AA160	A	6,85	451	401	135,2	144,6	36%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	1	1x3x1 AA400	A	3,08	615	431	139,6	133,1	31%
LN60 6231 S.JORGE-CASAL LEBRE	2	1x3x1 AA325	A	12,33	544	384	139,6	133,1	35%
LN60 6232 CASAL DA LEBRE-MARINHA GRANDE	1	1x3x1 AA400	A	6,44	615	431	278	220,1	51%
LN60 6233 01 BATALHA (REN)	1	2x3x1 AA325	A	5,05	1372	1212	353,2	301,3	26%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,04	899	725	258,2	222,4	31%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	2	1x3x1 AA325	A	5,57	544	384	258,2	222,4	58%
LN60 6233 S. JORGE-PS MACEIRA	3	1x3x1 AA325	A	3,56	544	384	214,8	169,4	44%
LN60 6234 MARINHA GRANDE-SANTOS BAROSA	1	1x3x1 AA160	A	1,4	451	401	153,6	146,4	36%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,02	582	474	195	130,2	34%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	2	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	195	130,2	43%
LN60 6235 PS MACEIRA-LIZ II	3	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,24	386	325	195	130,2	51%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,03	582	474	0,2	0,2	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	2	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0,2	0,2	0%
LN60 6236 PS MACEIRA-LIZ I	3	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,21	386	325	0,2	0,2	0%
LN60 6237 01 PATAIAS	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,18	386	325	158,2	108,5	41%
LN60 6237 01 PATAIAS	2	1x3x1 AA160	A	2,15	362	261	158,2	108,5	44%
LN60 6237 02 CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	5,35	686	606	0,3	0,3	0%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	1	1x3x1 AA105	A	1,17	285	208	157,9	108,2	55%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	2	1x3x1 AA105	A	4,96	285	208	157,9	108,2	55%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	3	1x3x1 AA160	A	0,3	451	401	157,9	108,2	35%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	4	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,02	582	474	157,9	108,2	27%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	5	1x3x1 AA160	A	0,15	451	401	157,9	108,2	35%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	6	1x3x1 AA105	A	2,11	285	208	1	1	1%
LN60 6237 PS MACEIRA-PATAIAS	7	1x3x1 LXHIQLE185	S	0,2	386	325	0,2	0,2	0%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,03	582	474	6,9	4,9	1%
LN60 6238 PS MACEIRA-SECIL	2	1x3x1 AA160	A	0,55	451	401	6,9	4,9	2%
LN60 6239 S. JORGE-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AA325	A	13,28	686	606	155,6	139,3	23%
LN60 6240 SRA DA VICTÓRIA (PRE)-CASAL DA AREIA	1	1x3x1 AM117	A	8,39	377	336	159,1	106	42%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	1	1x3x1 AA325	A	3,03	544	384	216,2	189,8	49%
LN60 6241 SÃO JORGE-PS PORTO DE MÓS	2	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	216,2	189,8	32%
LN60 6242 TURQUEL-CELA	1	1x3x1 AA235	A	10,89	460	329	135,8	121	37%
LN60 6243 CELA-VALBOPAM	1	1x3x1 CU095	A	2,61	358	263	37,4	44,4	17%
LN60 6244 RIO MAIOR (REN)-TURQUEL	1	1x3x1 AA325	A	14,8	544	384	341,9	282,6	74%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	0,6	686	606	252,4	217,4	37%
LN60 6245 RIO MAIOR (REN)-RIO MAIOR	2	2x3x1 AA235	A	7,62	921	658	252,4	217,4	33%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,96	460	329	82,4	72,7	22%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	82,4	72,7	12%
LN60 6246 RIO MAIOR (REN)-CALDAS DA RAINHA	3	1x3x1 AA325	A	7,49	544	384	164,4	144,9	38%
LN60 6247 RIO MAIOR (REN)-SANCHEIRA II	1	2x3x1 AA325	A	7,28	1089	769	294,5	232,3	30%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	1	1x3x1 AA235	A	6,97	460	329	82,2	72,4	22%
LN60 6248 SANCHEIRA-CALDAS DA RAINHA	2	1x3x1 AA235	A	0,06	460	329	0,2	0,2	0%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	1	1x3x1 AA325	A	12,07	686	606	56,9	58,8	10%
LN60 6250 CADAVAL-RIO MAIOR	2	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	56,9	58,8	10%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	7,53	350	253	0,5	0,5	0%
LN60 6251 LOURINHÁ-ATOUGUIA	2	1x3x1 AA325	A	2,22	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 6252 SERRA D'EL-REI (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	5,07	350	253	285,2	207,6	82%
LN60 6253 PÓ (PRE)-ATOUGUIA	1	1x3x1 AM148	A	8,5	350	253	112,4	73,2	32%
LN60 6254 SANTA CITA-EPAL (ASSEICEIRA)	1	1x3x1 AA160	A	4,52	362	261	4,4	5,4	2%
LN60 6256 SANTA CITA-IFM	1	1x3x1 AA160	A	3,13	362	261	31,7	47,1	18%
LN60 6257 01 EPAL I	1	1x3x1 AA235	A	0,59	460	329	17,48	17,98	5%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	1	1x3x1 AA325	A	0,23	686	606	230,3	185,9	34%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	2	1x3x1 AA325	A	0,09	686	606	241,4	199	35%
LN60 6257 ZÉZERE (REN)-SANTA CITA	3	1x3x1 AA325	A	5,4	544	384	230,3	186	48%
LN60 6258 01 EPAL II	1	1x3x1 AA325	A	0,81	686	606	0,05	0,05	0%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	1	1x3x1 AA325	A	0,18	686	606	405,7	310,4	59%
LN60 6258 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN) I	2	1x3x1 AA325	A	10,99	686	606	405,9	310,4	59%
LN60 6260 MARINHA GRANDE-GALLO VIDRO	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	1,46	386	325	66,6	70,9	22%
LN60 6261 TAVIRA (REN) - AMEIXIAL	1	2x3x1 AA160	A	13,56	902	802	206,3	152,3	23%
LN60 6261 TAVIRA (REN) - AMEIXIAL	2	2x3x1 AA325	A	5,2	1372	1212	206,3	152,3	15%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	1	1x3x1 AA160	A	1,72	362	261	42,4	51,3	20%
LN60 6262 TRAFARIA (REN)-SILOPOR	2	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	42,4	51,3	8%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,08	899	725	173,2	119,5	19%
LN60 6263 TRAFARIA (REN)-COSTA DA CAPARICA	2	2x3x1 AA325	A	1,35	1372	1212	173,2	119,5	13%
LN60 6265 SANCHEIRA-SANTO ONOFRE	1	1x3x1 AA325	A	12,23	686	606	197,3	157,5	29%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERRA	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,18	582	474	74,8	48,1	13%
LN60 6266 SEÚBAL (REN)-TERRA	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,39	582	474	74,8	48,1	13%
LN60 6267 MARINHA GRANDE-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHIQLE185	S	1,6	386	325	92,1	94,2	29%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	1,18	1528	1233	374,5	399,5	32%
LN60 6268 AZÓIA-PARCEIROS	2	2x3x1 AA325	A	4,83	1372	1212	374,5	399,5	33%
LN60 6270 CARRICHE-ALTO DO LUMIAR	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	2,58	582	474	72,5	45,1	12%
LN60 6271 MONTE FEIO-AIR LIQUIDE	1	1x3x1 AM148	A	3,92	350	253	104,5	129	51%
LN60 6272 01 BAIRRO (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	2,42	451	401	236,5	257,7	64%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIM	1	1x3x1 AA325	A	11,27	544	384	0,6	0,6	0%
LN60 6272 PC CHANCELARIA-FÁTIM	2	1x3x1 AA325	A	5,18	544	384	236,8	258,1	67%
LN60 6273 PC PIAS - EE Pedrógão Margem Direita	1	1x3x1 AA160	A	0,65	451	401	1,7	97,8	24%
LN60 6273 PC PIAS - EE Pedrógão Margem Direita	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,07	899	725	1,7	97,8	13%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	1	1x3x1 AXKJ400	S	3,82	582	474	137,6	114,6	24%
LN60 6274 MOSCAVIDE-MARVILA I	2	1x3x1 LXHIQLE400	S	1,97	582	474	137,6	114,6	24%
LN60 6277 COINA-MOITA	1	1x3x1 AA325	A	6,79	544	384	124,3	123,6	32%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	1	1x3x1 AA160	A	0,14	451	401	4,7	6,4	2%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	2	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	4,7	6,4	2%
LN60 6278 01 CFV MALHADA VELHA DOIS	3	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	4,9	6,4	2%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	1	1x3x1 LXHIQLE400	S	0,55	582	474	82,1	90,5	19%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	2	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	80,3	88,4	22%
LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN)	3	1x3x1 AA160	A	9,22	451	401	82,1	90,5	23%
LN60 6279 CANEÇAS-ARROJA	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	2,8	899	725	1,1	1,1	0%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	1	1x3x1 AA325	A	2,11	686	606	165	128,4	24%
LN60 6280 PC À DOS CUNHADOS-LOURINHÃ	2	1x3x1 AA160	A	12,04	451	401	165	128,4	37%
LN60 6282 VENDA NOVA-BARBOSA E ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,89	582	474	82,3	76,8	16%
LN60 6283 MERCENA-MATAÇÃES	1	1x3x1 AA325	A	10,66	544	384	84,6	56,7	16%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	0,8	0,8	0%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	2	1x3x1 AA160	A	0,58	451	401	0,8	0,8	0%
LN60 6284 PC PIAS - EE SÃO PEDRO	3	1x3x1 AA160	A	13,03	451	401	0,8	0,8	0%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	122,6	100,1	18%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	1	2x3x1 AA160	A	0,42	723	523	122,6	100,1	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 AA160	A	6,79	723	523	122,6	100,1	19%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	2	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,41	989	806	122,6	100,1	12%
LN60 6286 S. SEBASTIÃO-QUINTA ANJO	3	1x3x1 AA325	A	0,57	686	606	122,6	100,1	18%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	1	1x3x1 AA325	A	3,22	686	606	124,5	123,8	20%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	2	1x3x1 AA325	A	0,87	686	606	124,5	123,8	20%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	3	2x3x1 AA160	A	0,54	723	523	124,5	123,8	24%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	4	2x3x1 AA160	A	2,42	723	523	124,5	123,8	24%
LN60 6287 QUINTA ANJO-COINA	5	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	124,5	123,8	20%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	11,58	686	606	1,9	1,9	0%
LN60 6288 PARCEIROS-ORTIGOSA	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,61	899	725	1,9	1,9	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	1,4	1,4	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	2	1x3x1 AA325	A	13,14	544	384	1,4	1,4	0%
LN60 6289 ALCOBAÇA-TURQUEL	3	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	1,4	1,4	0%
LN60 6290 PS ZAMBUJAL-SE ZAMBUJAL II	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	130,3	115,1	24%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	1,5	686	606	216,1	280	46%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	2,64	686	606	216,1	280	46%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	4,07	899	725	216,1	280	39%
LN60 6291 ALQUEVA(REN)-AMARELEJA	4	1x3x1 AA325	A	20,73	686	606	216,1	280	46%
LN60 6293 PS ALTO SÃO JOÃO-PENA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,25	582	474	77,7	63,4	13%
LN60 6295 ZAMBUJAL(REN)-ZAMBUJAL	1	1x3x1 XHI0LE1000	S	0,06	725	725	79,6	68,8	11%
LN60 6296 PS ALTO SÃO JOÃO-SANTA MARTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,42	582	474	133,8	130,5	28%
LN60 6297 PS ALTO SÃO JOÃO-ARCO CARVALHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,78	582	474	106,8	90,7	19%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEI	1	2x3x1 AA160	A	12,1	902	802	1,4	1,4	0%
LN60 6298 TAVIRA - PS CONCEI	2	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	1,4	1,4	0%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	1	2x3x1 AA160	A	12,84	902	802	56,8	67,6	8%
LN60 6299 PS CONCEIÇÃO - CASTRO MARIM	2	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	56,8	67,6	11%
LN60 6300 PS CARRICHE-PARQUE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	8,49	582	474	169,4	189,2	40%
LN60 6303 COINA-VILA CHÃ	1	1x3x1 AA160	A	4,02	451	401	93,8	60,6	21%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	1	1x3x1 AA325	A	6,73	544	384	163,3	131,8	34%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,01	686	606	163,3	131,8	24%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,08	899	725	163,3	131,8	18%
LN60 6304 PS PORTO DE MÓS-ALCOBAÇA	4	1x3x1 AA325	A	0,1	686	606	163,3	131,8	24%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	1	2x3x1 AA325	A	5,31	1372	1212	337,6	247,3	25%
LN60 6310 ALCOCHETE (REN)-SÃO FRANCISCO	2	2x3x1 AA325	A	2,33	1372	1212	337,6	247,3	25%
LN60 6314 TAVIRA (REN) - PS CONCEIÇÃO	1	2x3x1 AA325	A	26,35	1372	1212	261	318,9	26%
LN60 6321 ALQUEVA (REN)-PS ÁLAMOS	1	2x3x1 AA160	A	11,85	902	802	185,4	178,2	22%
LN60 6321 ALQUEVA (REN)-PS ÁLAMOS	2	1x3x1 AA325	A	4,64	686	606	185,4	178,2	29%
LN60 6321 ALQUEVA (REN)-PS ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	9,21	686	606	185,4	178,2	29%
LN60 6321 ALQUEVA (REN)-PS ÁLAMOS	1	1x3x1 AA325	A	0,78	686	606	157,8	179,8	30%
LN60 6334 CAEIRA - VIANA	1	1x3x1 AA325	A	4,32	686	606	391,9	413,9	68%
LN60 6334 CAEIRA-PS EVORA SUL	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	391,9	413,9	68%
LN60 6340 ALMEIRIM-ALPIARÇA	1	1x3x1 AA325	A	11,01	686	606	80,5	93	15%
LN60 6340 ALMEIRIM-ALPIARÇA	2	2x3x1 LXHI0LE400	S	1,19	989	806	80,5	93	12%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	1	1x3x1 AA105	A	3,08	285	208	0,8	0,8	0%
LN60 6343 LOULE - CIMPOR I	2	1x3x1 AA160	A	11,46	362	261	0,8	0,8	0%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	1	1x3x1 AA325	A	6,52	686	606	93,2	88,5	15%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,04	582	474	56,5	53,6	11%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,06	582	474	37	35,1	7%
LN60 6344 PS ZAMBUJAL - BARCARENA	4	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,03	899	725	93,2	88,5	12%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,04	899	725	0,5	0,5	0%
LN60 6345 PS TRAJOUCE - BARCARENA	2	1x3x1 AA325	A	7,77	686	606	0,5	0,5	0%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	1	1x3x1 AA325	A	0,4	686	606	151,6	197,4	33%
LN60 6346 PS CONCEIÇÃO-ALDEIA NOVA	2	2x3x1 AA160	A	8,87	723	523	151,6	197,4	38%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1100	969	291,8	406,4	42%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,45	1528	1233	291,8	406,4	33%
LN60 6351 TUNES (REN)-ALBUFEIRA I	3	2x3x1 AA325	A	7,13	1089	769	291,8	406,4	53%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,46	899	725	150,9	211,6	29%
LN60 6352 ALBUFEIRA-ARMAÇÃO DE PERA	2	1x3x2 AA160	A	10,8	723	523	150,9	211,6	40%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	1	1x3x1 AA325	A	0,29	686	606	110,3	77,1	16%
LN60 6353 OURIQUE (REN)-PORTEIRINHOS	2	1x3x1 AA325	A	14,57	686	606	110,3	77,1	16%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	1	1x3x2 AA325	A	0,21	1089	769	188,3	278,8	36%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	2	1x3x2 AA325	A	1,11	1089	769	188,3	278,8	36%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	3	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,78	1528	1233	188,3	278,8	23%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	4	1x3x2 AA325	A	1,15	1089	769	188,3	278,8	36%
LN60 6356 ALBUFEIRA-MONTECHORO	5	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,31	1528	1233	188,3	278,8	23%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	1	1x3x1 CU400	A	0,06	1100	969	290,4	404,6	42%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	1,41	1528	1233	290,4	404,6	33%
LN60 6370 TUNES (REN)-ALBUFEIRA II	3	2x3x1 AA325	A	7,16	1089	769	290,4	404,6	53%
LN60 6371 01 MONCHIQUE	1	1x3x1 AA160	A	4,43	362	261	74,2	53,2	20%
LN60 6371 02 SÃO TEOTÓNIO	1	1x3x1 AM148	A	22,84	436,13	387,96	86,2	85,1	22%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	1	1x3x1 AA160	A	1,42	451	401	136,3	137,4	34%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	2	1x3x1 AA160	A	18,11	362	261	120,9	117,6	45%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	3	1x3x1 AA160	A	0,87	362	261	43	41	16%
LN60 6371 PORTIMÃO (REN)-ALJEZUR	4	1x3x1 AA160	A	11,2	362	261	136,3	137,4	53%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,19	582	474	0,6	0,6	0%
LN60 6383 PC PIAS - EE AMOREIRA	2	1x3x1 AA160	A	7,59	451	401	0,6	0,6	0%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	1	2x3x1 AA325	A	2,3	1372	1212	319,9	246,4	23%
LN60 6384 ALCOCHETE (REN)-MONTUO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1425	1365	319,9	246,4	22%
LN60 6388 GRADIL-MAFRA	1	1x3x1 AA325	A	10,29	686	606	63,4	62	10%
LN60 6389 DIVOR(REN)-CERAMICA	1	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	221,8	220,9	36%
LN60 6390 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO I	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,08	1833,5	1541,2	468,8	422,2	27%
LN60 6391 ALTO SÃO JOÃO (REN) - PS ALTO SÃO JOÃO II	1	2x3x1 XHI0LE1000	S	0,1	1833,5	1541,2	365,7	329,4	21%
LN60 6395 PS CARRICHE-ALAMEDA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	6,71	582	474	261,5	203	45%
LN60 6396 PS PALHAVÁ-ENTRECAMPOS	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	2,99	582	474	136,9	130,4	28%
LN60 6398 01 VILAMOURA B	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,79	582	474	126,4	197	42%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	1	1x3x2 AA325	A	1,95	1089	769	0,2	0,2	0%
LN60 6398 VILAMOURA-QUARTEIRA	2	1x3x2 AA325	A	5,04	1089	769	125,7	196,3	26%
LN60 6399 PS ALTO SÃO JOÃO-MARVILA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	5,14	582	474	116,7	97,7	21%
LN60 6402 PS ALGERUZ-SADO	1	1x3x1 AA325	A	7,71	544	384	199,6	169,6	44%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,34	582	474	52,7	54,6	12%
LN60 6420 SADO-SETENAVE	2	1x3x1 AM148	A	2,17	350	253	52,7	54,6	22%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,28	899	725	114,4	123,7	17%
LN60 6427 BRACIAIS-FARO I	2	1x3x1 AA160	A	2,67	451	401	114,4	123,7	31%
LN60 6429 CORUCHE-EQUIPAR (CLIENTE)	1	1x3x1 AA160	A	1,03	451	401	38,7	42,5	11%
LN60 6436 PS ALTO SÃO JOÃO-VALE ESCURO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,95	582	474	114,7	86,2	20%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	1	2x3x1 AA325	A	3,92	1372	1212	105,6	72,5	8%
LN60 6458 ALCOCHETE (REN)-PINHAL NOVO	2	1x3x1 AC380	A	1,87	1425	1365	105,6	72,5	7%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	1	1x3x1 AA325	A	1,45	686	606	236,1	309	51%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	2	1x3x1 AA325	A	0,05	686	606	236,1	309	51%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	1,64	899	725	236,1	309	43%
LN60 6465 CFV MOURA-AMARELEJA	4	1x3x1 AA325	A	2,75	686	606	236,1	309	51%
LN60 6470 CF TENDEIROS-ALPALHÃ	1	1x3x1 AA160	A	2,92	451	401	188,3	188	47%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	171,8	221,8	37%
LN60 6471 BENAVENTE-PS MAXOQUEIRA	2	1x3x1 AA325	A	0,81	544	384	171,8	221,8	58%
LN60 6472 ESTOI (REN)-ALMANCIL	1	2x3x1 AA325	A	13,37	1372	1212	259,5	328,2	27%
LN60 6477 CASAL DA LEBRE - CRISAL (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,57	582	474	77,2	80,5	17%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	157,8	179,8	30%
LN60 6488 PS EVORA SUL-VIANA ALENTEJO	2	1x3x1 AA325	A	22,81	544	384	157,8	179,8	47%
LN60 6490 SÃO JORGE - CABOPOLO	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,51	582	474	42,7	42,7	9%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	2,1	2,1	0%
LN60 6491 AREIAS-EXIDE (CLIENTE)	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	1,91	582	474	2,1	2,1	0%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE MOURA	1	2x3x1 AA160	A	6,72	902	802	237,6	237,6	30%
LN60 6497 CAEIRA-PS VALE MOURA	2	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	237,6	237,6	39%
LN60 6501 ENTRONCAMENTO-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	15,19	544	384	208,9	168,3	44%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	13,69	544	384	265,7	195,7	51%
LN60 6502 OLHO DE BOI-ZÉZERE	1	1x3x1 AA325	A	1,86	686	606	265,8	195,8	39%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	1	1x3x1 AXKJ400	S	0,89	582	474	1	1	0%
LN60 6503 01 CENTRAL DO PEGO	2	1x3x1 AA325	A	2,4	544	384	2,1	2,1	1%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	11,08	686	606	130,5	124,9	21%
LN60 6503 BELVER-OLHO DE BOI	2	1x3x1 AA325	A	4,53	686	606	131,2	125,6	21%
LN60 6505 PRACANA-BELVER 1	1	1x3x1 AA160	A	18,57	362	261	104	106,1	41%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA160	A	31,31	451	401	2,2	2,3	1%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,09	899	725	31,4	14,8	3%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	3	1x3x1 AA160	A	5,89	451	401	31,4	14,8	7%
LN60 6510 OLHO DE BOI-PONTE DE SÔR	4	1x3x1 AA325	A	10,19	686	606	2,2	2,3	0%
LN60 6513 OLHO DE BOI-ALMOUROL	1	1x3x1 AA325	A	21,71	686	606	76	66,9	11%
LN60 6515 ENTRONCAMENTO-PC CHA	1	1x3x1 AA325	A	12,75	544	384	74,8	99,1	26%
LN60 6516 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	9,17	686	606	297,5	200	43%
LN60 6517 CARRASCAL-MAXOQUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	8,84	544	384	171,8	221,7	58%
LN60 6518 OLHO DE BOI-METALÚRGICA DUARTE FERREIRA	1	1x3x1 CU050	A	4,12	240	178	32	14,9	13%
LN60 6521 BELVER-OLHO DE BOI	1	1x3x1 AA325	A	15,86	544	384	126,3	120,9	31%
LN60 6528 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	2x3x1 AA325	A	4,21	1372	1212	133,6	137,8	11%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃ	1	1x3x1 AA325	A	9,94	686	606	1,7	1,7	0%
LN60 6529 PONTE DE SÔR-MARANHÃ	2	1x3x1 AA160	A	21,14	362	261	1,7	1,7	1%
LN60 6530 BELVER 2-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	18,59	544	384	119,1	121,6	32%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,11	899	725	50,9	43,6	6%
LN60 6532 PONTE SÔR-ALTER DO CHÃO	2	1x3x1 AA325	A	36,64	544	384	50,9	43,6	11%
LN60 6534 PRACANA-PC VELADA	1	1x3x1 AA325	A	10,13	544	384	142,3	161,9	42%
LN60 6535 SERRADA GRANDE-ALMON	1	1x3x1 AA325	A	8,01	544	384	139,4	119,1	31%
LN60 6536 ALMONDA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	5,63	544	384	88,4	90,3	24%
LN60 6539 ALCÁÇOVA-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	28,34	544	384	71	54,4	14%
LN60 6544 PC CHANCELARIA-VILA MOREIRA	1	1x3x1 AA325	A	12,22	544	384	230,6	209,2	54%
LN60 6545 BELVER-PONTE DE SÔR	1	1x3x1 AA325	A	29,91	686	606	167,8	141,1	24%
LN60 6546/49 ZÉZERE-OLHO DE BO	2	1x3x1 AA325	A	16,89	686	606	247,6	182,4	36%
LN60 6548 PRACANA-FALAGUEIRA (REN)	1	1x3x1 AA325	A	8,65	686	606	311,2	209,2	45%
LN60 6550 ALMOUROL-ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA325	A	8,03	686	606	104,8	88,4	15%
LN60 6551 ENTRONCAMENTO-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA325	A	7,06	544	384	341,7	293,7	76%
LN60 6555 FALAGUEIRA (REN)-PRACANA	1	1x3x1 AA325	A	8,54	686	606	319,4	214,8	47%
LN60 6556 ALPALHÃO-SÃO VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	19,61	686	606	121,5	109,2	18%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	1	1x3x1 AA325	A	1,01	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 6558 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) I	2	1x3x1 AA325	A	12,99	686	606	0,7	0,7	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	1	1x3x1 AA325	A	0,44	686	606	0	0	0%
LN60 6559 ALCÁÇOVA-SANTA MARINA (SEVILHANA) II	2	1x3x1 AA325	A	14,01	686	606	1	1	0%
LN60 6560 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,46	451	401	417,2	155,4	93%
LN60 6561 CENTRAL PRACANA-PRACANA (GRUPO III)	1	1x3x1 AA160	A	0,47	451	401	195,8	151,6	43%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	18,1	451	401	83,4	98	24%
LN60 6562 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	0,53	451	401	82,8	97,4	24%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	1	1x3x1 AA160	A	0,56	451	401	20,6	21,6	5%
LN60 6563 ZÉZERE-C.P. ENTRONCAMENTO	2	1x3x1 AA160	A	18,05	451	401	1	1	0%
LN60 6564 PORTO ALTO-CARRASCAL	1	2x3x1 AA325	A	3,8	1372	1212	150,2	154,9	13%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	21,84	451	401	1,8	1,8	0%
LN60 6565 (P3 LN60 6562)-C.P. ABRANTES	2	1x2x1 AA160	A	0,27	451	401	3,6	3,6	1%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	1	1x2x1 AA160	A	21,89	451	401	31,2	32,8	8%
LN60 6566 (P3 LN60 6563)-C.P. ABRANTES	2	1x2x1 AA160	A	0,25	451	401	30,9	32,6	8%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	1	1x3x1 AA325	A	9,17	544	384	129,4	160,3	42%
LN60 6567 MEXEIRO-BENAVENTE	2	1x3x1 AA325	A	2,54	686	606	129,4	160,3	26%
LN60 6570 ALMOUROL-CAIMA	1	1x3x1 AA160	A	5,1	451	401	194,2	143,8	43%
LN60 6571 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS I	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,34	1528	1233	441,8	433,8	35%
LN60 6572 ENVIROIL-SERRADA GRANDE	1	1x3x1 AA160	A	2,03	451	401	0,9	1	0%
LN60 6573 PÓVOA-SOLVAY	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,38	740	599	330,2	249,9	45%
LN60 6574 FONTAÍNHAS-ALCANEDE	1	2x3x1 AA160	A	22,86	902	802	169	187,1	23%
LN60 6575 ZÉZERE-ENTRONCAMENTO	1	2x3x1 AA325	A	15,66	1372	1212	392,9	316,6	29%
LN60 6576 PRACANA-PARQUE EÓLICO AMÊNDOA II	1	1x3x1 AA160	A	19,59	451	401	200,1	142,2	44%
LN60 6577 SANTA CITA-PC CHANCELARIA	1	1x3x1 AA325	A	17,71	686	606	143,2	122,3	21%
LN60 6578 GLÓRIA-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	23,31	686	606	103	87,3	15%
LN60 6579 FONTAÍNHAS-ALMEIRIM	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,47	899	725	188,1	207,8	29%
LN60 6579 FONTAÍNHAS-ALMEIRIM	2	1x3x1 AA325	A	13,79	686	606	188,1	207,8	34%
LN60 6580 SANTARÉM (REN)-FONTAÍNHAS II	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,36	1528	1233	416,7	409,1	33%
LN60 6581 PC VELADA-RODÃO POWE	1	1x3x1 AA160	A	10,85	451	401	142,1	157,8	39%
LN60 6582 FALAGUEIRA-S.VICENTE	1	1x3x1 AA325	A	36,72	686	606	120,4	92,8	18%
LN60 6583 FALAGUEIRA-ALPALHÃO	1	1x3x1 AA325	A	17,45	686	606	160,8	125,1	23%
LN60 6585 S. BENTO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	10,63	686	606	100,3	121,6	20%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	1	1x3x1 AM288	A	4,46	659	583	156,2	135,4	24%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	2	1x3x1 AA325	A	18,08	686	606	156,2	135,4	23%
LN60 6586 ATOUGUIA-SANCHEIRA	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,06	899	725	156,2	135,4	19%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFR	1	1x3x1 AM288	A	4,47	659	583	105,8	93	16%
LN60 6587 ATOUGUIA-SANTO ONOFR	2	1x3x1 AA325	A	20,54	686	606	105,8	93	15%
LN60 6588 RIO MAIOR (REN) - SANCHEIRA I	1	2x3x1 AA325	A	8,45	1372	1212	242,9	191,6	18%
LN60 6589 BATALHA(REN)-CASAL DA LEBRE	1	2x3x1 AA325	A	15,36	1372	1212	414,4	380	31%
LN60 6590 01 ORTIGOSA	1	1x3x1 AA325	A	8,36	686	606	213,4	171,8	31%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	1	2x3x1 AA325	A	8,4	1372	1212	212,9	171,4	16%
LN60 6590 RANHA-PINHEIROS	2	2x3x1 AA325	A	7,64	1372	1212	0,8	0,8	0%
LN60 6591 PINHEIROS-ANDRINOS	1	2x3x1 AA325	A	3,69	1372	1212	154,1	135,5	11%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	1	2x3x1 AA235	A	6,72	921	658	421	348,2	53%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	2	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,6	1528	1233	421	348,2	28%
LN60 6592 BATALHA (REN)-ANDRINOS	3	2x3x1 AA325	A	6,31	1089	769	421	348,2	45%
LN60 6593 PONTÃO-ALVIAZERE	1	1x3x1 AA325	A	7,7	686	606	215,7	174,5	31%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0082 PETROGAL	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,23	582	474	1,3	1,3	0%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0082 PETROGAL	2	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,01	582	474	1,3	1,3	0%
LN60 9005 PÓRTICO LN60 0082 PETROGAL	3	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,94	582	474	1,3	1,3	0%
LN60 9010 PC BARBOSA & ALMEIDA-BARBOSA & ALMEIDA	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,06	740	599	126,3	121	20%
LN60 9012 CARRASCAS-HANON SYSTEMS	1	1x3x1 AA160	A	0,02	451	401	42,6	44,4	11%
LN60 ÁGUAS DE LEVER-JOVIM/A S BARBOSA	1	1x3x1 AA325	A	0,27	544	384	61,8	48	13%
LN60 ÁGUAS DE LEVER-JOVIM/A S BARBOSA	2	1x3x1 AA325	A	0,77	686	606	61,8	48	9%
LN60 ALGERUZ - CF MOCHO (LOTE 8)	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,1	582	474	189,5	189,4	40%
LN60 ALGERUZ - CF POCEIRÃO	1	2x3x1 AA325	A	6	1372	1212	615,4	615,3	51%
LN60 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	1	2x3x1 AA325	A	8,22	1372	1212	466,2	466,8	39%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 ALQUEVA(REN)-PS INSUA	2	1x3x2 AA325	A	0,27	1089	769	466,2	466,8	61%
LN60 ALQUEVA-CF HERD VIDIGUEIRA	1	1x3x1 AA325	A	26,39	686	606	158	158	26%
LN60 ALTO SÃO JOÃO - CENTRAL TEJO	1	1x3x1 LXHOLE400	S	9,97	582	474	126,4	114,6	24%
LN60 ALTO SÃO JOÃO - CENTRAL TEJO	2	1x3x1 AXKJ400	S	0,16	582	474	126,4	114,6	24%
LN60 ALTO SÃO JOÃO - CENTRAL TEJO	3	1x3x1 LXHOLE400	S	2,08	582	474	126,4	114,6	24%
LN60 ALTO SÃO JOÃO - EXPO SUL	1	1x3x1 LXHOLE400	S	6,28	582	474	135,9	131,1	28%
LN60 ALTO SÃO JOÃO-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHOLE400	S	5,32	582	474	164,5	151,1	32%
LN60 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	1	1x3x1 AA245	A	7,54	461	329	105,6	93,6	28%
LN60 AMARANTE-FELGUEIRAS-CARNEIRO	2	2x3x1 AA235	A	4,99	921	658	105,6	93,6	14%
LN60 ANTAS-C24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHOLE630	S	2,04	740	599	133	107,7	18%
LN60 ANTAS-LAPA	1	1x3x1 LXCVC630	S	2,53	740	599	103,4	76,8	14%
LN60 ANTAS-LAPA	2	1x3x1 LXCVC630	S	2,49	740	599	103,4	76,8	14%
LN60 ANTAS-LAPA	3	1x3x1 LXCVC630	S	2,48	740	599	103,4	76,8	14%
LN60 ANTAS-LAPA	4	1x3x1 LXHOLE630	S	0,02	740	599	103,4	76,8	14%
LN60 ANTAS-VITORIA	1	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	112,6	94,6	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	2	1x3x1 LXHOLE630	S	2,04	740	599	111,2	93,3	16%
LN60 ANTAS-VITORIA	3	1x3x1 LXHOLE630	S	1,53	740	599	112	94	16%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	1	2x3x1 AA160	A	8,95	723	523	141,7	134,1	26%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	2	1x3x1 AA325	A	3,72	686	606	141,7	134,1	22%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	3	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	141,3	133,8	22%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	4	1x3x1 AA400	A	0,64	615	431	119	112,6	26%
LN60 AVANCA-VISTA ALEGRE	5	1x3x1 AA325	A	3,01	686	606	121	114,5	19%
LN60 BAMISO-ENERPULP	1	1x3x1 AA325	A	0,17	544	384	60,4	63,6	17%
LN60 BAMISO-ENERPULP	2	1x3x1 AA160	A	10,52	362	261	1	1	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP	3	1x3x1 AA160	A	0,5	451	401	0	0	0%
LN60 BAMISO-ENERPULP	4	1x3x1 AA325	A	0,55	686	606	110	115,8	19%
LN60 BAMISO-ENERPULP	5	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	110	115,8	19%
LN60 BAMISO-ENERPULP	6	1x3x1 AA325	A	0,21	686	606	60,4	63,7	11%
LN60 BAMISO-ENERPULP/CUF	1	1x3x1 AA325	A	0,08	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 BORBA-CF ESTEVEIRA	1	1x3x1 AA160	A	8	451	401	185	184,7	46%
LN60 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	1	2x3x1 AA325	A	4,08	1089	769	628,3	476,6	62%
LN60 CANELAS (REN)-VILA NOVA DE GAIA	2	2x3x1 LXHOLE1000	S	2,22	1528	1233	629,6	477,6	41%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	1	1x3x1 AA235	A	0,64	460	329	211,9	213,1	65%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	2	1x3x1 AA325	A	3,9	686	606	211,9	213,1	35%
LN60 CANTANHEDE-PARDAL HOLDINGS	3	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,6	899	725	211,9	213,1	29%
LN60 CARRASCAL-SANTO ESTÉVÃO	1	1x3x1 AA325	A	11,29	544	384	157,4	162,4	42%
LN60 CARRASCAL-SANTO ESTÉVÃO	2	1x3x1 AA325	A	1,79	686	606	157,4	162,4	27%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	1	2x3x1 LXHOLE1000	S	0,08	1528	1233	267,6	228,8	19%
LN60 CASTELO BRANCO (REN)-TALAGUEIRA II	2	2x3x1 AA325	A	2,8	1372	1212	267,6	228,8	20%
LN60 CERAMICA-CF LEILAO Lote 4	1	1x3x1 LXHOLE400	S	5,02	582	474	177,8	177,7	37%
LN60 CF ALCANHÕES	1	1x3x1 AA160	A	0,11	451	401	169,3	169,5	42%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	1	1x3x1 AA160	A	0,35	451	401	35,3	50,4	13%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	2	1x3x1 AA160	A	0,75	451	401	35,3	50,4	13%
LN60 CF ALCANHÕES-VALE FIGUEIRA	3	1x3x1 AA160	A	5,18	362	261	35,3	50,4	19%
LN60 CF GRANHO	1	1x3x1 AA160	A	0,1	451	401	186,1	186,6	47%
LN60 CF INSUA	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	421,3	422,2	70%
LN60 CF MORGAVEL	1	2x3x1 AA325	A	1,78	1372	1212	458,1	458,2	38%
LN60 CF POCEIRÃO - CF QUINTA DA SEIXA	1	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	371,6	371,6	61%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 PCIAV400	S	2,09	770	630	131,7	111,4	18%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LECVC630	S	1,33	740	599	131,7	111,4	19%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	3	1x3x1 LXCVC630	S	0,63	740	599	131,7	111,4	19%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	4	1x3x1 LECVC630	S	0,57	740	599	131,7	111,4	19%
LN60 CIRCUNVALAÇÃO-CAMPO ALEGRE	5	1x3x1 LXHOLE630	S	0,1	740	599	131,7	111,4	19%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	1	2x3x1 AA325	A	4,08	1089	769	1044,8	693	96%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	2	1x3x1 AC380	A	0,26	1425	1365	1044,8	693	73%
LN60 CRESTUMA-PEDROSO	3	1x3x1 AC380	A	2,16	1425	1365	1045,5	693	73%
LN60 CUSTOIAS (REN) - UNICER	1	2x3x1 AA325	A	2,96	1372	1212	120,39	120,42	10%
LN60 CUSTOIAS (REN) - UNICER	2	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	120,39	120,42	20%
LN60 CUSTOIAS (REN) - UNICER	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	0,09	899	725	120,42	120,44	17%
LN60 CUSTOIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO I	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	4,21	899	725	65,2	56,1	8%
LN60 CUSTOIAS (REN)-PC CIRCUNVALAÇÃO II	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	4,2	899	725	65,4	56,2	8%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR/CAEIRA I	1	1x3x1 AA325	A	10,88	686	606	97,5	76,6	14%
LN60 DIVOR (REN)-MONTEMOR/CAEIRA II	1	1x3x1 AA325	A	10,87	686	606	97,5	76,6	14%
LN60 DIVOR REN - MONTEMOR I	1	1x3x1 AA160	A	17,46	362	261	98,8	77,8	30%
LN60 DIVOR REN-CAEIRA I	1	1x3x1 AA160	A	14,99	362	261	0,8	0,8	0%
LN60 DIVOR REN-CAEIRA II	1	1x3x1 AA160	A	14,98	362	261	0,8	0,8	0%
LN60 DIVOR REN-MONTEMOR II	1	1x3x1 AA160	A	17,47	362	261	98,8	77,8	30%
LN60 ESTREMOZ (REN)-SOUSEL	1	2x3x1 AA325	A	15,91	1372	1212	92	170,6	14%
LN60 ESTREMOZ(REN)-ARRONCHES	1	2x3x1 AA325	A	32,44	1372	1212	109,9	90,1	8%
LN60 FAMILICÃO(REN)-VILA CONDE	1	2x3x1 AA325	A	10,61	1372	1212	386,3	315,4	28%
LN60 FAMILICÃO (REN)-BEIRIZ	1	2x3x1 AA325	A	3,91	1089	769	367,4	310	40%
LN60 FAMILICÃO (REN)-BEIRIZ	2	2x3x1 AA325	A	8,96	1372	1212	367,4	310	27%
LN60 FANHÕES - CF VIALONGA	1	1x3x1 AA325	A	2,7	686	606	273,6	273,6	45%
LN60 FELGUEIRAS-AMARANTE-CAMPANHÓ	1	2x3x1 AA325	A	5,06	1372	1212	332,4	213,5	24%
LN60 FELGUEIRAS-AMARANTE-CAMPANHÓ	2	2x3x1 AA325	A	8,56	1372	1212	332,4	213,5	24%
LN60 FELGUEIRAS-AMARANTE-CAMPANHÓ	3	2x3x1 AA325	A	14,99	1372	1212	552,7	347,1	40%
LN60 FERREIRA (REN)-BEJA I	1	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,54	899	725	141,6	137,6	19%
LN60 FERREIRA (REN)-BEJA II	1	1x3x1 AA325	A	22,82	686	606	153,6	129,4	22%
LN60 FERREIRA (REN)-BEJA II	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,68	899	725	153,6	129,4	18%
LN60 FERREIRA DO ALENTEJO (REN)-LOUSAL	1	1x3x1 AA160	A	23,61	362	261	51,6	55,9	21%
LN60 FERREIRA DO ALENTEJO (REN)-LOUSAL	2	1x3x1 AA160	A	0,17	362	261	51,8	56,1	21%
LN60 FERREIRA DO ALENTEJO (REN)-LOUSAL	3	1x3x1 AA160	A	0,18	362	261	50,2	50,6	19%
LN60 FERREIRA DO ALENTEJO (REN)-LOUSAL	4	1x3x1 AA160	A	1,77	362	261	50,2	50,6	19%
LN60 FERREIRA DO ALENTEJO (REN)-LOUSAL	5	1x3x1 AA160	A	3,19	451	401	50,2	50,6	19%
LN60 FERREIRA REN - ALJUSTREL II	1	1x3x1 AA325	A	23,37	686	606	243,6	242,9	40%
LN60 FERREIRA-BEJA I	1	1x3x1 AA325	A	0,65	686	606	141,6	137,6	23%
LN60 FERREIRA-BEJA I	2	1x3x1 AA325	A	19,79	686	606	141,6	137,6	23%
LN60 FERREIRA-CF FERREIRA S36	1	1x3x1 AA325	A	6,25	686	606	336,1	336	55%
LN60 FERREIRA-CF FERREIRA S36	2	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	336,1	336	55%
LN60 GLÓRIA-PS GRANHO	1	1x3x1 AA325	A	5,11	686	606	64,2	66,5	11%
LN60 GLÓRIA-PS MARINHAIS	1	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	102,8	87,1	15%
LN60 GLÓRIA-PS MARINHAIS	2	1x3x1 AA325	A	0,96	544	384	102,8	87,1	23%
LN60 GLÓRIA-PS MARINHAIS	3	1x3x1 AA325	A	0,61	686	606	0	0	0%
LN60 LAMEIRINHO-LAMEIRINHO TEXTIL	1	1x3x1 AA325	A	0,27	686	606	56,3	75	12%
LN60 LANHESES-FEITOSA	1	1x3x1 AA325	A	12,55	686	606	203,8	175,2	30%
LN60 LOURIÇAL-LOTE 21 (15MVA)	1	1x3x1 AA160	A	1,14	451	401	141,8	141,7	35%
LN60 LOUSAL-SANTIAGO	1	1x3x1 AA160	A	24,44	362	261	1,3	1,3	0%
LN60 LOUSAL-SANTIAGO	2	1x3x1 AA160	A	3,19	451	401	1,3	1,3	0%
LN60 MANTEIGAS-AH MANTEIGAS	1	1x3x1 AA160	A	3,02	451	401	78,3	60,9	17%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	1	1x3x1 AA325	A	16,67	544	384	64,1	46,6	12%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	2	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	63,9	46,4	9%
LN60 MANTEIGAS-BELMONTE	3	1x3x1 AA325	A	0,1	544	384	63,9	46,4	12%
LN60 MARANHÃO-MARANHÃO (PRE)	1	1x3x1 LXHOLE185	S	0,06	386	325	8	55,1	17%
LN60 MIRA-PARDAL HOLDINGS	1	1x3x1 AA235	A	10,92	460	329	169,4	166,3	51%
LN60 MIRA-PARDAL HOLDINGS	2	1x3x1 LXHOLE1000	S	1,6	899	725	169,4	166,3	23%
LN60 MOGADOURO-MINHAUTO (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,23	686	606	377,9	377,9	62%
LN60 MOGADOURO-MOGADOURO (PRE)	1	1x3x1 LXHOLE630	S	0,1	740	599	397,7	397,7	66%
LN60 MOITA - CF QUINTA DO ANJO	1	2x3x1 AA160	A	3,76	902	802	281	280,7	35%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 MONTECHORO-CF LEILAO Lote 2	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	5,17	899	725	191,1	191,8	26%
LN60 MONTECHORO-CF LEILAO Lote 2	2	1x3x1 AA325	A	2,52	686	606	191,1	191,8	32%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	0,74	740	599	418	417,6	70%
LN60 PARCEIROS-CF QTA. BANCO	2	1x3x1 AA325	A	7,94	686	606	418	417,6	69%
LN60 PC APS-PETROGAL	1	1x3x1 AA325	A	0,92	686	606	1,3	1,3	0%
LN60 PC APS-PETROGAL	2	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	1,3	1,3	0%
LN60 PC APS-SE AP SINES	1	1x3x1 AA325	A	1,37	686	606	280,5	296	49%
LN60 PC APS-SE AP SINES	2	1x3x1 AA325	A	4,5	686	606	280,5	296	49%
LN60 PC APS-SINES ZILS	1	1x3x1 AA325	A	0,04	686	606	463,7	474,4	78%
LN60 PC APS-SINES ZILS	2	1x3x1 AA325	A	1,45	686	606	463,7	474,4	78%
LN60 PC APS-SINES ZILS	3	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	463,7	474,4	78%
LN60 PC DAIVÕES - DAIVÕES(PRE)	1	1x3x1 AA160	A	0,03	451	401	52,9	53,6	13%
LN60 PC DAIVÕES - LOMBA DA SEIXA II (PRE)	1	1x3x1 AA160	A	8,8	451	401	120,6	79,9	27%
LN60 PC DEOCRISTE-LANHESES	1	1x3x1 AA325	A	6,75	686	606	269	229,4	39%
LN60 PC MORGAVEL-CENTRAL TERMICA SINES	1	1x3x1 AA325	A	2,23	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 PC ORBACÉM-VILA NOVA DE CERVEIRA/FRANCE	1	1x3x1 AA325	A	8	544	384	170,6	173,7	45%
LN60 PC PIAS-PC INSUA	1	1x3x2 AA325	A	0,04	1089	769	112,6	291,2	38%
LN60 PC PIAS-PC INSUA	2	2x3x1 AA325	A	10,37	1372	1212	112,6	291,2	24%
LN60 PE TOCHA -TOCHA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	0,7	582	474	301,2	185,5	52%
LN60 PE TOCHA -TOCHA	1	1x3x1 AA325	A	7,27	686	606	301,4	185,8	44%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	1	2x3x1 AA160	A	2,89	723	523	125,9	120,7	23%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	2	1x3x1 AA325	A	0,8	686	606	125,9	120,7	20%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	3	2x3x1 AA160	A	5,91	723	523	164,1	139,1	27%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	4	1x3x1 AA325	A	1,99	544	384	164,1	139,1	36%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	5	2x3x1 AA160	A	0,01	902	802	125,9	120,7	15%
LN60 PEDROSO-SANGUEDO/PC BARBOSA & ALMEIDA	6	1x3x1 AC380	A	2,16	1425	1365	280,1	253,9	20%
LN60 PEREIROS (REN)- CF BARCOS	1	1x3x1 AA325	A	4	686	606	376	376	62%
LN60 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	1	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	177,5	146,1	26%
LN60 PEVIDÉM-LAMEIRINHO	2	1x3x1 AA235	A	0,46	460	329	177,5	146,1	44%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	1	1x3x1 AA325	A	2,7	686	606	170	170	28%
LN60 POMBAL-LEILÃO LOTE 19	2	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,2	740	599	170,4	170,4	28%
LN60 PORTALEGRE ZI-ARRONCHES	1	1x3x1 AA325	A	23,3	544	384	1,3	1,3	0%
LN60 PORTALEGRE ZI-ARRONCHES	2	1x3x1 AA325	A	0,14	686	606	1,3	1,3	0%
LN60 PORTELAS-LAGOS	1	1x3x1 AA325	A	2,49	686	606	152,9	146,2	24%
LN60 PORTELAS-LAGOS	2	1x3x2 AA160	A	5,77	723	523	152,9	146,2	28%
LN60 PORTELAS-LAGOS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,33	899	725	152,9	146,2	20%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	1	2x3x1 AA160	A	8,08	902	802	2,2	2,2	0%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	2	1x3x1 AA325	A	0,78	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	3	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,42	899	725	2,2	2,2	0%
LN60 PORTEL-PS ALAMOS	4	1x3x1 AA325	A	9,2	686	606	2,2	2,2	0%
LN60 PORTIMÃO (REN)-POLDRA	1	2x3x1 AA325	A	16,57	1372	1212	558,5	481,6	41%
LN60 PORTIMÃO (REN)-POLDRA	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,54	1258	1018	558,5	481,6	47%
LN60 PORTIMÃO (REN)-POLDRA	3	2x3x1 AA325	A	5,81	1372	1212	558,5	481,6	41%
LN60 PORTIMÃO (REN)-POLDRA	4	1x3x1 AC380	A	3,75	1425	1365	560,2	483,3	39%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSFRIM I	1	2x3x1 AA325	A	16,27	1372	1212	376,5	321,3	27%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSFRIM I	2	2x3x1 LXHI0LE630	S	2,87	1258	1018	376,5	321,3	32%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSFRIM I	3	2x3x1 AA325	A	1,09	1372	1212	376,5	321,3	27%
LN60 PORTIMÃO (REN)-PS BENSFRIM I	4	2x3x1 AA325	A	1,06	1372	1212	376,5	321,3	27%
LN60 PORTO ALTO(REN)-CS SABUGUEIRO	1	1x3x1 AA325	A	14,57	686	606	369,1	369,1	61%
LN60 PORTO DE LAGOS-PORTELAS	1	1x3x2 AA160	A	14,48	723	523	104,1	94,1	18%
LN60 PORTO DE LAGOS-PORTELAS	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,33	899	725	104,1	94,1	13%
LN60 PORTO DE LAGOS-PORTELAS	2	1x3x1 AA325	A	2,5	686	606	104,1	94,1	16%
LN60 PORTO DE LAGOS-PS BENSFRIM	1	2x3x1 AA325	A	1,6	1372	1212	341	300,3	25%
LN60 PORTO DE LAGOS-PS BENSFRIM	2	2x3x1 AA160	A	15,38	902	802	341	300,3	38%
LN60 PORTO DE LAGOS-PS BENSFRIM	3	1x3x1 AA325	A	0,43	686	606	341	300,3	50%
LN60 PORTO DE LAGOS-PS BENSFRIM	4	2x3x1 LXHI0LE630	S	0,16	1258	1018	341,3	300,5	30%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	1	1x3x1 AA325	A	1,6	686	606	96,8	111	18%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	2	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,1	899	725	96,8	111	15%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	3	1x3x1 AA325	A	20,65	544	384	96,8	111	29%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO	4	1x3x1 AA325	A	18,64	544	384	1	1	0%
LN60 PRACANA-CASTELO BRANCO/VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	4,17	686	606	97,5	111,7	18%
LN60 PRELADA-BOAVISTA	1	1x3x1 LXHI0LE400	S	3,67	582	474	428	325,5	74%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	1	1x3x1 LXHI0LE630	S	1,53	740	599	169,5	134,2	23%
LN60 PRELADA-C 24 AGOSTO	2	1x3x1 LXC630	S	5,7	740	599	169,5	134,2	23%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	1	1x3x1 LECV630	S	2,37	740	599	232,7	196,6	33%
LN60 PRELADA-CAMPO ALEGRE	2	1x3x1 LXC630	S	1,62	740	599	232,7	196,6	33%
LN60 PS BENSFRIM - LAGOS	1	2x3x1 AA325	A	1,6	1372	1212	292,9	326,2	27%
LN60 PS BENSFRIM - LAGOS	2	2x3x1 AA160	A	5,75	902	802	292,9	326,2	41%
LN60 PS BENSFRIM-PE BARÃO S. JOÃO	1	2x3x1 AA325	A	1,09	1372	1212	605,7	480	44%
LN60 PS BENSFRIM-PE BARÃO S. JOÃO	2	2x3x1 AA325	A	8,06	1372	1212	605,7	480	44%
LN60 PS GRANHO-ALMEIRIM	1	1x3x1 AA325	A	16,71	686	606	169,6	165,6	27%
LN60 PS MARINHAI-MEXEIRO	1	1x3x1 AA325	A	0,12	686	606	167	192,9	32%
LN60 PS MARINHAI-MEXEIRO	2	1x3x1 AA325	A	11,26	544	384	167	192,9	50%
LN60 PS PADERNE-VILAMOURA	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,77	1528	1233	259,1	372,5	30%
LN60 PS PADERNE-VILAMOURA	2	2x3x1 AA325	A	7,32	1372	1212	259,1	372,5	31%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	1	1x3x1 LXHI0LE1000	S	0,41	899	725	7,6	7,6	1%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	2	1x3x1 AA325	A	0,79	686	606	7,6	7,6	1%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	3	2x3x1 AA160	A	27,14	902	802	7,6	7,6	1%
LN60 PS VALE MOURA-PORTEL	4	1x3x1 AA325	A	0,06	686	606	7,6	7,6	1%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	1	1x3x1 AA325	A	1,77	686	606	158,8	160,7	27%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	2	1x3x1 AA160	A	2,99	451	401	158,8	160,7	40%
LN60 S.BENTO-CF ALCANHÕES	3	1x3x1 AA325	A	1,31	686	606	158,9	160,7	27%
LN60 S.VICENTE-PORTALEGRE ZI	1	1x3x1 AA325	A	7,26	544	384	48,4	35,7	9%
LN60 S.VICENTE-PORTALEGRE ZI	2	1x3x1 AA325	A	0,15	686	606	48,4	35,7	7%
LN60 SABUGUEIRO-DESTERRO	1	1x3x1 AA160	A	2,15	451	401	119,6	92,2	27%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	1	1x3x1 AA325	A	1,43	686	606	0,9	0,9	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	2	1x3x1 AA325	A	13,65	544	384	0,9	0,9	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	3	1x3x1 AA325	A	0,06	544	384	0,1	0,1	0%
LN60 SABUGUEIRO-MANTEIGAS	4	1x3x1 AA325	A	0,11	686	606	0,1	0,1	0%
LN60 SANTIAGO - GRANDOLA	1	1x3x1 AA325	A	18,28	686	606	86,6	67,1	13%
LN60 SANTO ESTÉVÃO-CORUCHE	1	1x3x1 AA325	A	22,02	544	384	118,5	127,1	33%
LN60 SANTO ESTÉVÃO-CORUCHE	2	1x3x1 AA325	A	1,8	686	606	118,5	127,1	21%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	1	1x3x1 AA235	A	1,72	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	2	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	3	1x3x1 AA235	A	1,35	460	329	0,1	0,1	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	4	1x3x1 AA235	A	20,48	460	329	1,6	1,6	0%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	5	1x3x1 AA160	A	2,75	362	261	48,6	45,6	17%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	6	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	47,5	44,5	7%
LN60 SARZEDO-ALTO S. JOÃO/FRONHAS	7	1x3x1 AA235	A	9,09	460	329	47,5	44,5	14%
LN60 SEIA-SABUGUEIRO	1	1x3x1 AA325	A	4,73	544	384	258	188,6	49%
LN60 SEIA-SABUGUEIRO	2	1x3x1 AA325	A	1,43	686	606	258	188,6	38%
LN60 SINES (REN)-PC APS	1	2x3x1 AA325	A	5,68	1372	1212	404,9	399,9	33%
LN60 SINES (REN)-PC APS	2	2x3x1 AA325	A	0,02	1372	1212	404,9	399,9	33%
LN60 SINES (REN)-PC APS	3	2x3x1 AA325	A	0,05	1372	1212	404,9	399,9	33%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO I	1	1x3x1 AA325	A	2,91	686	606	98,7	73,7	14%
LN60 SINES (REN)-SANTIAGO II	1	1x3x1 AA325	A	9,49	686	606	98,8	74,6	15%
LN60 SINES (REN)-SANTO ANDRÉ	1	2x3x1 LXHI0LE1000	S	0,35	1528	1233	58,3	43,1	4%
LN60 SINES (REN)-SANTO ANDRÉ	1	2x3x1 AA325	A	7	1089	769	58,3	43,1	6%

Designação Linha	Troço	Condutor	Tipo	Comprimento (km)	Valor nominal Inverno (A)	Valor nominal Verão (A)	Valor máx Inverno (A)	Valor máx Verão (A)	Utilização capacidade (%)
LN60 SINES ZILS - V.N.MILFONTES	1	1x3x1 AA325	A	0,03	686	606	102,5	80,5	15%
LN60 SINES ZILS - V.N.MILFONTES	2	1x3x1 AA325	A	3,94	686	606	102,5	80,5	15%
LN60 SINES ZILS - V.N.MILFONTES	3	1x3x1 AA160	A	20,82	362	261	100,6	77,3	30%
LN60 SINES ZILS-PC MORGAVEL	1	1x3x1 AA325	A	1,57	686	606	458,2	458,3	76%
LN60 SINES ZILS-PC MORGAVEL	2	1x3x1 AA325	A	0,02	686	606	458,2	458,3	76%
LN60 SINES ZILS-V.N.MILFONTES	4	1x3x1 AA325	A	0,7	686	606	102,5	80,5	15%
LN60 SINES-SANTIAGO I	1	1x3x1 AA325	A	7,75	686	606	98,8	73,9	14%
LN60 SOURE-CF SOURE	1	1x3x1 AA160	A	1,5	451	401	122,3	122,2	30%
LN60 SOUSEL-MARANHÃO	1	1x3x1 AA325	A	9,96	686	606	81,9	152,4	25%
LN60 SOUSEL-MARANHÃO	2	1x3x1 AA325	A	18,64	686	606	70,9	131,7	22%
LN60 SOUTELO - PC DAIVÕES	1	1x3x1 AA160	A	23,23	451	401	153,3	95,3	34%
LN60 TÁBUA (REN) - CF DE TÁBUA	1	1x3x1 AA325	A	3	686	606	376,6	376,6	62%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	1	1x3x1 AA235	A	7,6	460	329	129,4	118,3	36%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	2	1x3x1 AA325	A	1,28	686	606	129,4	118,3	20%
LN60 TÁBUA (REN)-SARZEDO	3	1x3x1 AA325	A	4,03	686	606	129,4	118,3	20%
LN60 TUNES (REN)-PS PADERNE	1	2x3x1 LXHIQLE1000	S	0,1	1528	1233	257,1	371,1	30%
LN60 TUNES (REN)-PS PADERNE	2	2x3x1 AA325	A	7,32	1372	1212	259,1	372,5	31%
LN60 UNICER-AMIEIRA	1	1x3x1 AA325	A	3,77	686	606	0,22	0,22	0%
LN60 UNICER-AMIEIRA	2	1x3x1 LXHIQLE1000	S	0,1	899	725	0,82	0,82	0%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN) - LOUSADO II/REQUIÃO	1	1x3x1 AA235	A	5,09	460	329	0,7	0,7	0%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN) - LOUSADO II/REQUIÃO	2	1x3x1 AA325	A	7,25	544	384	0,7	0,7	0%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN) - LOUSADO II/REQUIÃO	3	1x3x1 AC380	A	6,29	1425	1365	321,3	296,7	23%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN) - LOUSADO II/REQUIÃO	4	1x3x1 AC380	A	2,17	1425	1365	321,8	297,2	23%
LN60 V.N.FAMALICÃO(REN)-LOUSADO	1	1x3x1 AC380	A	8,4	1425	1365	324	299,2	23%
LN60 VALPAÇOS - VALPAÇOS (PRE)	1	1x3x1 AA325	A	1,47	686	606	280	279,9	46%
LN60 VENDA NOVA-ZÉZERE (REN)	1	1x3x1 AA325	A	11,18	686	606	213	162,9	31%
LN60 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	1	2x3x1 AA325	A	1,2	1372	1212	157,2	113,7	11%
LN60 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	2	2x3x1 AA235	A	8,66	921	658	157,2	113,7	17%
LN60 VILA FLOR - PINHÃO/MIRANDELA	3	2x3x1 AA235	A	0,1	921	658	157,4	113,6	17%
LN60 VILA FLOR - POCINHO (REN)	1	2x3x1 AA235	A	18,42	921	658	225,7	191,6	29%
LN60 VILA FLOR - POCINHO (REN)	2	2x3x1 AA325	A	1,2	1372	1212	225,7	191,6	16%
LN60 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA I	1	1x3x1 AA325	A	3,85	686	606	267,3	238,9	39%
LN60 VILA FRIA (REN)-S. ROMÃO DO NEIVA II	1	1x3x1 AA325	A	3,83	686	606	269	240,4	40%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	1	1x3x1 AA325	A	2,32	686	606	124,2	116,9	19%
LN60 VILA NOVA CERVEIRA-VALENÇA	2	1x3x1 AA325	A	7,82	544	384	124,2	116,9	30%
LN60 VILA NOVA DE GAIA - PEDROSO	1	1x3x1 LXHIQLE1000	S	3,22	899	725	185,4	170,9	24%
LN60 VILA NOVA DE GAIA - PEDROSO	2	2x3x1 AA235	A	1,96	921	658	185,3	170,8	26%
LN60 VILA NOVA DE GAIA - PEDROSO	3	1x3x1 AA325	A	0,01	686	606	185,3	170,8	28%
LN60 VILA NOVA DE GAIA - PEDROSO	4	2x3x1 AA160	A	6,57	723	523	185,3	170,8	33%
LN60 VILA NOVA DE GAIA - PEDROSO	5	1x3x1 AA325	A	0,65	544	384	185,3	170,8	44%
LN60 VILA VELHA DE RODÃO-CB DE VILA VELHA DE RODÃO	1	1x3x1 AA325	A	0,84	686	606	290,7	231	42%
LN60 1508 CANIÇOS-CASFIL	1	1x3x1 AA160	A	1,7	451	401	165	176	44%



# **ANEXO B.2 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT**

**Anexo B.2.1 – Caracterização da Rede MT 31.12.2020**

**Anexo B.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT**

Página em branco

# **ANEXO B.2.1 – CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT 31.12.2020**

Página em branco

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]	
ABÓBODA	Cascais	AT/MT	60/10	10	24,3	16,8	24,3	19	7,8	118,6	126,4	6,7	1,3	0,9	1,3	0
AÇOREIRA	Torre de Moncorvo	AT/MT	60/30	30	12,1	11,4	12,1	6	638,5	11,0	649,6	108,3	2,0	1,9	2,0	5
AEROPORTO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	34,9	33,2	34,9	26	0,0	83,3	83,3	3,2	1,3	1,3	1,3	0
ÁGUEDA	Águeda	AT/MT	60/15	15	38,1	35,2	38,1	11	251,4	21,7	273,1	24,8	3,5	3,2	3,5	0
AGUIEIRA	Penacova	AT/MT	60/15	15	8,3	6,8	8,3	4	156,7	4,2	161,0	40,2	2,1	1,7	2,1	0
ALAMEDA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	27,8	21,7	27,8	18	0,0	34,8	34,8	1,9	1,5	1,2	1,5	0
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	AT/MT	60/15	15	12,8	10,6	12,8	6	146,6	1,7	148,3	24,7	2,1	1,8	2,1	0
ALBUFEIRA	Albufeira	AT/MT	60/15	15	28,1	36,9	36,9	11	15,8	90,9	106,7	9,7	2,6	3,4	3,4	0
ALCÁCER DO SAL	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	10,4	10,3	10,4	6	360,4	21,1	381,4	63,6	1,7	1,7	1,7	3
ALCÁÇOVA	Elvas	AT/MT	60/30	30	27,4	23,3	27,4	10	584,7	42,1	626,8	62,7	2,7	2,3	2,7	4
ALCAINS	Castelo Branco	AT/MT	60/30/15	15	6,9	6,5	6,9	6	229,5	7,5	237,0	39,5	1,1	1,1	1,1	0
ALCAINS	Castelo Branco	AT/MT	60/30/15	30	1,8	1,7	1,8	5	103,4	0,7	104,1	20,8	0,4	0,3	0,4	1
ALCANEDE	Santarém	AT/MT	60/30	30	16,8	16,0	16,8	4	108,8	3,5	112,3	28,1	4,2	4,0	4,2	0
ALCOBAÇA	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	16,4	13,4	16,4	5	86,6	23,2	109,8	22,0	3,3	2,7	3,3	0
ALCOITÃO	Cascais	AT/MT	60/10	10	24,5	20,2	24,5	15	11,1	93,4	104,5	7,0	1,6	1,3	1,6	0
ALDEIA NOVA	Castro Marim	AT/MT	60/15	15	16,5	21,5	21,5	11	118,3	111,1	229,4	20,9	1,5	2,0	2,0	0
ALEGRIA	Coimbra	AT/MT	60/15	15	30,2	22,0	30,2	14	1,0	75,9	76,9	5,5	2,2	1,6	2,2	0
ALFARELOS	Soure	AT/MT	60/15	15	10,8	7,9	10,8	6	148,8	14,1	162,9	27,2	1,8	1,3	1,8	0
ALFENA	Valongo	AT/MT	60/15	15	30,9	23,6	30,9	8	64,1	40,1	104,2	13,0	3,9	3,0	3,9	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	16,0	11,3	16,0	9	48,7	49,7	98,4	10,9	1,8	1,3	1,8	0
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	22,7	16,1	22,7	10	101,5	52,5	154,0	15,4	2,3	1,6	2,3	0
ALJEZUR	Aljezur	AT/MT	60/15	15	4,2	4,0	4,2	4	128,7	18,1	146,7	36,7	1,0	1,0	1,0	0
ALJUSTREL	Aljustrel	AT/MT	60/30/15	15	2,9	3,1	3,1	4	92,5	9,0	101,5	25,4	0,7	0,8	0,8	0
ALJUSTREL	Aljustrel	AT/MT	60/30/15	30	10,1	10,8	10,8	5	431,2	3,7	435,0	87,0	2,0	2,2	2,2	3
ALMANCIL	Loulé	AT/MT	60/15	15	13,9	19,2	19,2	7	34,0	62,6	96,5	13,8	2,0	2,7	2,7	0
ALMEIRIM	Almeirim	AT/MT	60/30/15	15	1,2	1,4	1,4	2	0,0	8,2	8,2	4,1	0,6	0,7	0,7	0
ALMEIRIM	Almeirim	AT/MT	60/30/15	30	23,1	26,5	26,5	9	453,2	16,5	469,7	52,2	2,6	2,9	2,9	2
ALMODÓVAR	Almodôvar	AT/MT	60/15	15	2,7	1,8	2,7	4	192,9	4,6	197,5	49,4	0,7	0,4	0,7	0
ALMOUROL	Vila Nova da Barquinha	AT/MT	60/30	30	13,7	12,7	13,7	6	228,8	8,5	237,3	39,5	2,3	2,1	2,3	1
ALPALHÃO	Nisa	AT/MT	60/30	30	9,9	6,9	9,9	6	384,4	7,3	391,8	65,3	1,7	1,2	1,7	2
ALTER DO CHÃO	Alter do Chão	AT/MT	60/30	30	5,2	4,6	5,2	5	318,9	4,4	323,3	64,7	1,0	0,9	1,0	2
ALTO DE SÃO JOÃO	Coimbra	AT/MT	60/15	15	16,8	14,5	16,8	10	17,2	41,9	59,2	5,9	1,7	1,4	1,7	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	AT/MT	60/10	10	8,0	5,0	8,0	8	0,0	26,3	26,3	3,3	1,0	0,6	1,0	0
ALVAIÁZERE	Alvaiázere	AT/MT	60/15	15	2,5	2,0	2,5	3	75,9	2,3	78,2	26,1	0,8	0,7	0,8	0
ALVELOS	Barcelos	AT/MT	60/15	15	40,5	37,3	40,5	10	195,3	17,9	213,2	21,3	4,0	3,7	4,0	0
AMARANTE	Amarante	AT/MT	60/15	15	25,6	20,5	25,6	6	165,7	23,1	188,8	31,5	4,3	3,4	4,3	0
AMARELEJA	Moura	AT/MT	60/30	30	4,6	4,7	4,7	5	265,9	5,3	271,2	54,2	0,9	0,9	0,9	2
AMARES	Amares	AT/MT	60/15	15	24,3	19,8	24,3	8	250,3	13,2	263,5	32,9	3,0	2,5	3,0	0
AMIEIRA	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	26,0	19,9	26,0	10	20,6	50,5	71,1	7,1	2,6	2,0	2,6	0
AMOREIRAS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	27,9	24,5	27,9	18	0,0	34,2	34,2	1,9	1,5	1,4	1,5	0
ANIAIA	Loures	AT/MT	60/30/10	10	14,5	12,2	14,5	7	4,3	41,9	46,2	6,6	2,1	1,7	2,1	0
ANIAIA	Loures	AT/MT	60/30/10	30	8,3	7,0	8,3	7	6,5	6,3	12,8	1,8	1,2	1,0	1,2	0
ÂNCORA	Caminha	AT/MT	60/15	15	7,7	6,8	7,7	3	64,9	7,9	72,8	24,3	2,6	2,3	2,6	0
ANDRINOS	Leiria	AT/MT	60/30/15	15	27,4	22,8	27,4	12	79,9	59,6	139,5	11,6	2,3	1,9	2,3	0
ANDRINOS	Leiria	AT/MT	60/30/15	30	6,8	5,6	6,8	1	20,3	1,2	21,5	21,5	6,8	5,6	6,8	0
ANTANHOL	Coimbra	AT/MT	60/15	15	13,3	7,2	13,3	6	50,9	24,9	75,8	12,6	2,2	1,2	2,2	0
ANTAS	Porto	AT/MT	60/15	15	37,0	28,0	37,0	26	0,0	89,8	89,8	3,5	1,4	1,1	1,4	0
ARADA	Ovar	AT/MT	60/15	15	25,0	21,4	25,0	7	78,9	12,1	91,0	13,0	3,6	3,1	3,6	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	24,8	21,4	24,8	20	0,0	63,6	63,6	3,2	1,2	1,1	1,2	0
AREGOS	Cinfães	MT/MT	30/15	15	4,8	4,2	4,8	4	52,2	0,2	52,4	13,1	1,2	1,0	1,2	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	AT/MT	60/15	15	26,2	21,1	26,2	6	88,3	28,4	116,7	19,4	4,4	3,5	4,4	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	1,4	1,8	1,8	2	1,0	12,1	13,1	6,5	0,7	0,9	0,9	0
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	8,1	10,0	10,0	6	38,8	9,4	48,2	8,0	1,3	1,7	1,7	0
ARMAÇÃO DE PERA	Silves	AT/MT	60/15	15	20,8	30,9	30,9	9	162,7	69,1	231,8	25,8	2,3	3,4	3,4	0
AROEIRA	Almada	AT/MT	60/15	15	25,0	16,1	25,0	8	5,6	94,2	99,8	12,5	3,1	2,0	3,1	0
AROUCA	Arouca	AT/MT	60/15	15	8,6	6,5	8,6	7	226,4	4,7	231,2	33,0	1,2	0,9	1,2	1
ARROJA	Odivelas	AT/MT	60/10	10	34,2	19,9	34,2	18	11,1	83,5	94,6	5,3	1,9	1,1	1,9	0
ARRONCHES	Arronches	AT/MT	60/30	30	5,6	4,4	5,6	5	312,5	6,2	318,7	63,7	1,1	0,9	1,1	2
ATOUGUIA	Peniche	AT/MT	60/30/15	30	10,5	9,7	10,5	5	115,6	16,4	132,0	26,4	2,1	1,9	2,1	0
ATOUGUIA	Peniche	AT/MT	60/30/15	15	15,9	14,6	15,9	6	51,6	41,7	93,3	15,6	2,6	2,4	2,6	0
AVANCA	Estarreja	AT/MT	60/15	15	33,5	28,2	33,5	10	139,4	33,8	173,3	17,3	3,4	2,8	3,4	0
AVEIRAS	Azambuja	MT/MT	30/15	15	5,7	5,2	5,7	4	25,3	2,1	27,4	6,9	1,4	1,3	1,4	0
AVEIRO	Aveiro	AT/MT	60/15	15	31,7	24,2	31,7	11	36,7	52,3	89,0	8,1	2,9	2,2	2,9	0
AZÓIA	Leiria	AT/MT	60/30/15	30	8,4	7,4	8,4	2	48,7	2,4	51,1	25,6	4,2	3,7	4,2	0
AZÓIA	Leiria	AT/MT	60/30/15	15	12,6	11,1	12,6	6	114,4	9,4	123,8	20,6	2,1	1,8	2,1	0
BARCARENA	Oeiras	AT/MT	60/10	10	9,8	9,3	9,8	7	3,6	16,9	20,5	2,9	1,4	1,3	1,4	0
BARREIRO	Barreiro	AT/MT	60/15	15	29,5	15,3	29,5	10	5,3	73,6	78,9	7,9	3,0	1,5	3,0	0
BARRÔ	Águeda	AT/MT	60/15	15	27,4	24,3	27,4	10	166,4	8,1	174,5	17,5	2,7	2,4	2,7	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	AT/MT	60/15	15	43,2	35,0	43,2	11	124,2	66,7	190,8	17,3	3,9	3,2	3,9	0
BEJA	Beja	AT/MT	60/30/15	15	17,8	15,5	17,8	8	120,4	38,6	158,9	19,9	2,2	1,9	2,2	0
BEJA	Beja	AT/MT	60/30/15	30	11,2	9,8	11,2	7	353,5	12,3	365,8	52,3	1,6	1,4	1,6	3
BELMONTE	Belmonte	AT/MT	60/15	15	5,8	4,6	5,8	5	230,5	2,7	233,2	46,6	1,2	0,9	1,2	0

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
BELVER	Mação	AT/MT	60/30	30	7,2	5,7	7,2	3	298,2	8,1	306,4	102,1	2,4	1,9	2,4	2
BENAVENTE	Benavente	AT/MT	60/30	30	6,1	7,0	7,0	5	53,1	9,8	62,9	12,6	1,2	1,4	1,4	0
BIRRE	Cascais	AT/MT	60/10	10	30,8	20,6	30,8	16	17,1	136,4	153,4	9,6	1,9	1,3	1,9	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	AT/MT	60/10	10	27,2	23,4	27,2	23	0,0	62,6	62,6	2,7	1,2	1,0	1,2	0
BOAVISTA (PORTO)	Porto	AT/MT	60/15	15	44,5	34,2	44,5	22	0,0	104,5	104,5	4,7	2,0	1,6	2,0	0
BOMBARDEIRA	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	7,4	6,7	7,4	6	51,4	17,0	68,4	11,4	1,2	1,1	1,2	0
BORBA	Borba	AT/MT	60/15	15	6,4	4,9	6,4	6	101,2	13,4	114,5	19,1	1,1	0,8	1,1	1
BRACIAIS	Faro	AT/MT	60/15	15	17,9	19,3	19,3	10	86,7	65,8	152,4	15,2	1,8	1,9	1,9	0
BRAGA	Braga	AT/MT	60/15	15	32,0	26,5	32,0	10	27,3	61,2	88,5	8,8	3,2	2,6	3,2	0
BRAGANÇA	Bragança	AT/MT	60/30	30	30,3	19,4	30,3	9	570,8	65,4	636,2	70,7	3,4	2,2	3,4	5
BRASIL	Setúbal	AT/MT	60/15	15	22,2	18,8	22,2	9	3,4	68,5	71,9	8,0	2,5	2,1	2,5	0
BRINCHES	Serpa	AT/MT	60/30	30	4,7	14,1	14,1	5	246,7	3,0	249,7	49,9	0,9	2,8	2,8	1
BUSTELO	Penafiel	AT/MT	60/15	15	22,8	16,5	22,8	7	163,6	21,0	184,6	26,4	3,3	2,4	3,3	0
BUSTOS	Oliveira do Bairro	AT/MT	60/15	15	23,1	19,6	23,1	6	200,6	3,1	203,7	33,9	3,8	3,3	3,8	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	AT/MT	60/30/10	30	12,1	7,7	12,1	5	81,1	11,0	92,1	18,4	2,4	1,5	2,4	0
CABEDA	Sobral de Monte Agraço	AT/MT	60/30/10	10	3,0	1,9	3,0	4	58,8	8,3	67,1	16,8	0,7	0,5	0,7	0
CACÉM	Sintra	AT/MT	60/10	10	40,1	27,4	40,1	22	17,0	90,2	107,1	4,9	1,8	1,2	1,8	0
CACHOPO	Tavira	AT/MT	60/15	15	2,0	1,9	2,0	4	339,4	0,9	340,3	85,1	0,5	0,5	0,5	3
CADAVAL	Cadaval	AT/MT	60/30	30	9,0	8,4	9,0	5	135,4	8,5	143,9	28,8	1,8	1,7	1,8	0
CAEIRA	Évora	AT/MT	60/30/15	15	12,5	11,3	12,5	7	0,3	50,0	50,3	7,2	1,8	1,6	1,8	0
CAEIRA	Évora	AT/MT	60/30/15	30	8,9	7,9	8,9	8	618,1	21,9	640,0	80,0	1,1	1,0	1,1	4
CALDAS DA RAINHA	Caldas da Rainha	AT/MT	60/30	30	16,8	14,8	16,8	5	36,1	40,4	76,5	15,3	3,4	3,0	3,4	0
CAMARATE	Loures	AT/MT	60/10	10	12,4	8,1	12,4	6	6,9	36,6	43,5	7,2	2,1	1,3	2,1	0
CAMPELOS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	2,4	2,5	2,5	1	0,0	0,3	0,3	0,3	2,4	2,5	2,5	0
CAMPO 24 DE AGOSTO	Porto	AT/MT	60/15	15	30,9	24,5	30,9	18	0,3	57,7	58,0	3,2	1,7	1,4	1,7	0
CAMPO ALEGRE	Porto	AT/MT	60/15	15	37,3	30,6	37,3	21	0,0	80,3	80,3	3,8	1,8	1,5	1,8	0
CANDOSA	Tábua	AT/MT	60/15	15	16,6	12,9	16,6	8	423,4	8,1	431,5	53,9	2,1	1,6	2,1	1
CANEÇAS	Odivelas	AT/MT	60/10	10	11,9	7,5	11,9	5	5,9	33,5	39,4	7,9	2,4	1,5	2,4	0
CANIÇADA	Vieira do Minho	AT/MT	60/15	15	7,4	6,9	7,4	5	139,5	6,3	145,8	29,2	1,5	1,4	1,5	0
CANIÇOS	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	43,6	37,1	43,6	9	133,8	12,8	146,6	16,3	4,8	4,1	4,8	0
CANTANHEDE	Cantanhede	AT/MT	60/15	15	16,5	13,7	16,5	8	207,4	26,2	233,6	29,2	2,1	1,7	2,1	0
CAPA ROTA	Sintra	AT/MT	60/10	10	22,0	20,2	22,0	18	38,9	61,8	100,7	5,6	1,2	1,1	1,2	0
CARNEIRO	Amarante	AT/MT	60/15	15	8,8	6,3	8,8	4	123,4	10,3	133,7	33,4	2,2	1,6	2,2	1
CARRASCAL	Benavente	AT/MT	60/30	30	25,0	20,4	25,0	9	329,0	24,0	353,0	39,2	2,8	2,3	2,8	3
CARRASCAS	Palmeira	AT/MT	60/30/15	15	10,1	6,4	10,1	5	58,8	39,4	98,2	19,6	2,0	1,3	2,0	0
CARRASCAS	Palmeira	AT/MT	60/30/15	30	6,5	4,2	6,5	4	12,8	5,7	18,5	4,6	1,6	1,0	1,6	0
CARRÉGAL DO SAL	Carregal do Sal	AT/MT	60/15	15	7,2	5,7	7,2	4	84,8	5,9	90,6	22,7	1,8	1,4	1,8	0
CARRÉGOSA	Oliveira de Azeméis	AT/MT	60/15	15	18,7	18,5	18,7	7	87,8	5,8	93,6	13,4	2,7	2,6	2,7	0
CARTAXO	Cartaxo	MT/MT	30/15	15	5,0	6,6	6,6	5	60,0	7,2	67,2	13,4	1,0	1,3	1,3	0
CARTAXO NORTE	Cartaxo	AT/MT	60/15	15	10,7	6,8	10,7	5	126,3	11,2	137,5	27,5	2,1	1,4	2,1	0
CASAL DA AREIA	Alcobaça	AT/MT	60/30/15	30	16,5	14,8	16,5	5	96,1	11,4	107,5	21,5	3,3	3,0	3,3	0
CASAL DA AREIA	Alcobaça	AT/MT	60/30/15	15	4,1	3,7	4,1	3	33,5	26,1	59,6	19,9	1,4	1,2	1,4	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	AT/MT	60/30/15	30	30,4	24,1	30,4	7	83,0	12,8	95,7	13,7	4,3	3,4	4,3	0
CASAL DA LEBRE	Marinha Grande	AT/MT	60/30/15	15	0,5	0,4	0,5	1	14,5	7,5	22,0	22,0	0,5	0,4	0,5	0
CASAL DE CINZA	Guarda	AT/MT	60/15	15	7,7	7,1	7,7	5	34,7	23,3	58,0	11,6	1,5	1,4	1,5	0
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	AT/MT	60/10	10	36,4	24,6	36,4	21	8,2	108,3	116,5	5,5	1,7	1,2	1,7	0
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	15,4	12,2	15,4	7	106,0	17,6	123,7	17,7	2,2	1,7	2,2	0
CASCAIS	Cascais	AT/MT	60/10	10	15,7	10,0	15,7	10	0,0	42,1	42,1	4,2	1,6	1,0	1,6	0
CASTRO DAIRE	Castro Daire	AT/MT	60/30	30	8,4	6,6	8,4	7	270,3	3,1	273,5	39,1	1,2	0,9	1,2	0
CASTRO MARIM	Castro Marim	AT/MT	60/15	15	2,2	2,3	2,3	6	223,0	8,4	231,4	38,6	0,4	0,4	0,4	1
CASTRO VERDE	Castro Verde	MT/MT	30/15	15	4,1	3,1	4,1	2	33,1	8,1	41,2	20,6	2,1	1,5	2,1	0
CELA	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	11,4	10,2	11,4	6	146,8	18,9	165,7	27,6	1,9	1,7	1,9	0
CELORICO	Celorico da Beira	AT/MT	60/15	15	4,8	4,7	4,8	5	251,6	4,4	256,1	51,2	1,0	0,9	1,0	0
CENTRAL TEJO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	33,8	29,5	33,8	30	0,6	126,9	127,4	4,2	1,1	1,0	1,1	0
CERÂMICA	Arraiolos	AT/MT	60/30/15	15	1,9	1,5	1,9	3	43,8	4,6	48,4	16,1	0,6	0,5	0,6	0
CERÂMICA	Arraiolos	AT/MT	60/30/15	30	4,5	3,5	4,5	4	317,7	2,5	320,2	80,0	1,1	0,9	1,1	2
CERDEIRA	Sabugal	AT/MT	60/15	15	5,4	4,2	5,4	6	336,4	3,1	339,5	56,6	0,9	0,7	0,9	1
CERRO CALVÁRIO	Mértola	MT/MT	30/15	15	3,2	2,8	3,2	4	193,7	3,9	197,6	49,4	0,8	0,7	0,8	1
CHAVES	Chaves	AT/MT	60/15	15	27,9	18,7	27,9	9	353,8	43,3	397,1	44,1	3,1	2,1	3,1	3
CHEGANÇAS	Alenquer	AT/MT	60/30	30	10,6	9,6	10,6	4	97,5	15,3	112,8	28,2	2,6	2,4	2,6	0
COINA	Barreiro	AT/MT	60/30/15	30	18,4	14,2	18,4	6	54,7	44,7	99,4	16,6	3,1	2,4	3,1	0
COINA	Barreiro	AT/MT	60/30/15	15	15,0	11,5	15,0	5	13,5	42,4	55,9	11,2	3,0	2,3	3,0	0
COLOMBO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	25,5	24,6	25,5	16	0,0	46,1	46,1	2,9	1,6	1,5	1,6	0
COMPORTA	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	6,3	12,5	12,5	4	141,3	90,8	232,1	58,0	1,6	3,1	3,1	1
CONCEIÇÃO	Tavira	AT/MT	60/15	15	5,6	5,8	5,8	6	143,3	87,3	230,6	38,4	0,9	1,0	1,0	0
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	AT/MT	60/30/15	30	0,0	0,0	0,0	6	99,6	29,4	129,0	21,5	0,0	0,0	0,0	0
CONDEIXA	Condeixa-a-Nova	AT/MT	60/30/15	15	14,3	11,9	14,3	6	155,0	14,1	169,0	28,2	2,4	2,0	2,4	0
CORRENTE	Coimbra	AT/MT	60/15	15	17,9	11,7	17,9	7	79,5	34,5	114,1	16,3	2,6	1,7	2,6	0
CORTE SEVILHA	Odemira	MT/MT	30/15	15	0,8	1,0	1,0	1	88,4	0,6	89,0	89,0	0,8	1,0	1,0	1
CORUCHE	Coruche	AT/MT	60/30	30	13,8	13,2	13,8	11	475,3	9,7	485,0	44,1	1,3	1,2	1,3	3
COSTA DA CAPARICA	Almada	AT/MT	60/15	15	18,4	12,8	18,4	8	4,8	78,7	83,5	10,4	2,3	1,6	2,3	0
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	AT/MT	60/30	30	17,6	19,8	19,8	5	158,3	3,0	161,3	32,3	3,5	4,0	4,0	1
CUBA	Cuba	MT/MT	30/15	15	2,9	2,6	2,9	2	37,8	5,5	43,2	21,6	1,4	1,3	1,4	0

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km >	
CUSTÓIAS	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	33,4	26,6	33,4	12	21,2		74,5	95,8	8,0	2,8	2,2	2,8	0
DEVESA VELHA	São João da Madeira	AT/MT	60/15	15	35,8	31,7	35,8	10	69,1		28,0	97,1	9,7	3,6	3,2	3,6	0
ENTRECAMPOS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	28,8	27,4	28,8	23	0,0		46,6	46,6	2,0	1,3	1,2	1,3	0
ENTRE-OS-RIOS	Penafiel	AT/MT	60/15	15	34,1	25,8	34,1	10	262,3		10,6	272,9	27,3	3,4	2,6	3,4	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	AT/MT	60/30/15	15	6,8	5,8	6,8	4	15,4		20,0	35,4	8,8	1,7	1,4	1,7	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	AT/MT	60/30/15	30	18,1	15,3	18,1	5	147,2		34,0	181,3	36,3	3,6	3,1	3,6	1
ERMAL	Vieira do Minho	AT/MT	60/15	15	12,0	9,2	12,0	7	199,2		6,2	205,4	29,3	1,7	1,3	1,7	1
ESGUEIRA	Aveiro	AT/MT	60/15	15	31,2	27,5	31,2	12	126,1		25,8	151,9	12,7	2,6	2,3	2,6	0
ESPADANAL	Azambuja	AT/MT	60/30/15	30	13,6	13,9	13,9	6	48,3		9,3	57,6	9,6	2,3	2,3	2,3	0
ESPADANAL	Azambuja	AT/MT	60/30/15	15	2,9	2,9	2,9	2	26,5		10,4	36,9	18,5	1,4	1,5	1,5	0
ESPINHO	Espinho	AT/MT	60/15	15	26,7	19,8	26,7	10	36,5		58,1	94,7	9,5	2,7	2,0	2,7	0
ESTORIL	Cascais	AT/MT	60/10	10	25,7	22,4	25,7	18	1,0		86,1	87,1	4,8	1,4	1,2	1,4	0
ESTREMOZ	Estremoz	AT/MT	60/30/15	15	6,0	4,7	6,0	4	56,3		14,7	71,0	17,7	1,5	1,2	1,5	0
ESTREMOZ	Estremoz	AT/MT	60/30/15	30	7,4	5,7	7,4	5	482,9		5,0	487,9	97,6	1,5	1,1	1,5	3
ÉVORA	Évora	AT/MT	60/15	15	39,2	27,8	39,2	12	113,5		69,6	183,1	15,3	3,3	2,3	3,3	0
EXPO NORTE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	20,4	18,8	20,4	26	3,1		82,3	85,4	3,3	0,8	0,7	0,8	0
EXPO SUL	Lisboa	AT/MT	60/10	10	26,7	25,9	26,7	30	0,0		71,8	71,8	2,4	0,9	0,9	0,9	0
FAFE	Fafe	AT/MT	60/15	15	26,5	21,0	26,5	7	215,2		24,0	239,2	34,2	3,8	3,0	3,8	0
FANHÕES	Loures	AT/MT	60/10	10	10,7	7,7	10,7	5	77,5		15,6	93,1	18,6	2,1	1,5	2,1	0
FÂNZERES	Gondomar	AT/MT	60/15	15	44,8	30,1	44,8	11	48,5		80,3	128,9	11,7	4,1	2,7	4,1	0
FARO	Faro	AT/MT	60/15	15	17,4	18,4	18,4	8	0,0		34,6	34,6	4,3	2,2	2,3	2,3	0
FÁTIMA	Ourém	AT/MT	60/30	30	23,7	21,2	23,7	7	173,6		29,9	203,6	29,1	3,4	3,0	3,4	0
FEIRA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	21,4	15,5	21,4	6	41,7		30,6	72,3	12,1	3,6	2,6	3,6	0
FEITOSA	Ponte de Lima	AT/MT	60/15	15	23,3	20,0	23,3	8	316,7		20,6	337,3	42,2	2,9	2,5	2,9	0
FELGUEIRAS	Felgueiras	AT/MT	60/15	15	38,9	31,2	38,9	8	155,7		30,3	186,0	23,2	4,9	3,9	4,9	0
FERMIL DE BASTO	Celorico de Basto	AT/MT	60/15	15	14,9	12,5	14,9	6	271,8		20,6	292,4	48,7	2,5	2,1	2,5	0
FERREIRA DO ALENTEJO	Ferreira do Alentejo	AT/MT	60/30	30	9,5	10,5	10,5	7	335,6		8,6	344,2	49,2	1,4	1,5	1,5	2
FIGUEIRINHA	Oeiras	AT/MT	60/10	10	36,0	24,4	36,0	25	3,7		124,5	128,1	5,1	1,4	1,0	1,4	0
FOGUETEIRO	Seixal	AT/MT	60/15	15	37,3	28,7	37,3	11	14,5		100,9	115,4	10,5	3,4	2,6	3,4	0
FONTAINHAS	Santarém	AT/MT	60/30/15	30	15,3	12,8	15,3	5	119,3		20,1	139,5	27,9	3,1	2,6	3,1	0
FONTAINHAS	Santarém	AT/MT	60/30/15	15	4,2	3,6	4,2	4	63,2		5,2	68,4	17,1	1,1	0,9	1,1	0
FONTE BOA	Esposende	AT/MT	60/15	15	30,0	28,0	30,0	11	200,7		44,4	245,1	22,3	2,7	2,5	2,7	0
FORNOS	Castelo de Paiva	AT/MT	60/15	15	11,8	10,1	11,8	6	161,1		6,8	168,0	28,0	2,0	1,7	2,0	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/30/15	15	12,2	11,6	12,2	7	178,1		22,6	200,7	28,7	1,7	1,7	1,7	0
FRANCE	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/30/15	30	0,0	0,0	0,0	1	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
FRONHAS	Arganil	AT/MT	60/15	15	12,4	11,2	12,4	4	147,9		7,5	155,4	38,8	3,1	2,8	3,1	0
FUNDÃO	Fundão	AT/MT	60/15	15	17,9	14,0	17,9	10	410,8		25,8	436,6	43,7	1,8	1,4	1,8	3
GAFANHA	Ílhavo	AT/MT	60/15	15	24,8	24,4	24,8	9	77,7		40,0	117,7	13,1	2,8	2,7	2,8	0
GAGO COUTINHO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	22,3	18,1	22,3	15	0,0		48,3	48,3	3,2	1,5	1,2	1,5	0
GALA	Figueira da Foz	AT/MT	60/30	30	15,8	14,3	15,8	7	91,0		91,0	110,3	15,8	2,3	2,0	2,3	0
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	AT/MT	60/30	30	6,5	6,7	6,7	3	110,5		3,1	113,6	37,9	2,2	2,2	2,2	0
GODIGANA	Sintra	AT/MT	60/10	10	9,0	7,3	9,0	5	53,8		17,9	71,7	14,3	1,8	1,5	1,8	0
GONDOMAR	Gondomar	AT/MT	60/15	15	24,8	19,0	24,8	10	26,7		52,9	79,5	8,0	2,5	1,9	2,5	0
GOUVEIA	Gouveia	AT/MT	60/15	15	7,8	5,7	7,8	5	168,3		6,4	174,8	35,0	1,6	1,1	1,6	0
GRADIL	Mafra	AT/MT	60/10	10	5,9	5,2	5,9	4	42,8		5,9	48,7	12,2	1,5	1,3	1,5	0
GRÂNDOLA	Grândola	MT/MT	30/15	15	4,2	2,5	4,2	5	1,2		14,1	15,4	3,1	0,8	0,5	0,8	0
GUARDA	Guarda	AT/MT	60/15	15	29,8	21,0	29,8	15	287,0		10,1	297,1	19,8	2,0	1,4	2,0	2
GUARITA	Azambuja	MT/MT	30/15	15	3,4	2,4	3,4	3	55,9		0,7	56,5	18,8	1,1	0,8	1,1	0
GUEIFÃES	Maia	AT/MT	60/15	15	29,9	21,7	29,9	9	35,6		54,4	89,9	10,0	3,3	2,4	3,3	0
GUIMARÃES	Guimarães	AT/MT	60/15	15	42,0	35,7	42,0	9	90,0		56,2	146,2	16,2	4,7	4,0	4,7	0
GUMIEI	Viseu	AT/MT	60/15	15	10,5	8,5	10,5	9	333,4		5,3	338,7	37,6	1,2	0,9	1,2	1
ÍLHAVO	Ílhavo	AT/MT	60/15	15	32,5	27,4	32,5	10	158,9		30,4	189,3	18,9	3,2	2,7	3,2	0
INHA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	14,6	9,3	14,6	5	146,8		5,2	152,0	30,4	2,9	1,9	2,9	0
JANAS	Sintra	AT/MT	60/10	10	16,7	11,4	16,7	8	46,3		78,3	124,6	15,6	2,1	1,4	2,1	0
JORJAIS	Vila Real	AT/MT	60/30	30	9,3	6,2	9,3	6	186,0		12,0	197,9	33,0	1,6	1,0	1,6	1
JOVIM	Gondomar	AT/MT	60/15	15	25,0	18,7	25,0	7	92,0		33,0	125,0	17,9	3,6	2,7	3,6	0
LAGOA	Lagoa	AT/MT	60/15	15	19,7	21,5	21,5	9	37,6		88,4	125,9	14,0	2,2	2,4	2,4	0
LAGOS	Lagos	AT/MT	60/15	15	31,3	33,3	33,3	11	149,4		113,3	262,8	23,9	2,8	3,0	3,0	1
LAMAÇÃES	Braga	AT/MT	60/15	15	35,9	30,5	35,9	15	30,9		72,2	103,2	6,9	2,4	2,0	2,4	0
LAMAS	Braga	AT/MT	60/15	15	23,6	25,3	25,3	7	119,5		16,6	136,1	19,4	3,4	3,6	3,6	0
LAMEGO	Lamego	AT/MT	60/30	30	21,3	17,4	21,3	7	255,8		26,3	282,1	40,3	3,0	2,5	3,0	1
LAMEIRINHO	Guimarães	AT/MT	60/15	15	17,6	15,8	17,6	7	47,0		4,6	51,6	7,4	2,5	2,3	2,5	0
LAPA	Porto	AT/MT	60/15	15	24,6	18,6	24,6	14	0,0		57,8	57,8	4,1	1,8	1,3	1,8	0
LARANJEIRO	Almada	AT/MT	60/15	15	34,3	21,4	34,3	12	0,5		83,2	83,7	7,0	2,9	1,8	2,9	0
LEIÃO	Oeiras	AT/MT	60/10	10	24,2	21,0	24,2	19	8,8		86,9	95,7	5,0	1,3	1,1	1,3	0
LIJÓ	Barcelos	AT/MT	60/15	15	21,3	18,4	21,3	7	46,9		17,6	64,6	9,2	3,0	2,6	3,0	0
LINDOSO	Ponte da Barca	MAT/MT	130/0	0				0	0,0		0,0	0,0					0
LORDELO	Paredes	AT/MT	60/15	15	26,1	22,6	26,1	6	98,2		22,1	120,3	20,0	4,4	3,8	4,4	0
LORIGA	Seia	AT/MT	60/15	15	1,8	1,3	1,8	3	78,8		0,3	79,0	26,3	0,6	0,4	0,6	0
LOULÉ	Loulé	AT/MT	60/15	15	22,2	17,8	22,2	10	189,0		42,5	231,5	23,2	2,2	1,8	2,2	1
LOURES	Loures	AT/MT	60/10	10	27,6	23,6	27,6	19	69,9		61,6	131,5	6,9	1,5	1,2	1,5	0
LOURIÇAL	Pombal	AT/MT	60/30	30	8,3	7,8	8,3	5	163,4		8,8	172,2	34,4	1,7	1,6	1,7	0
LOURINHÃ	Lourinhã	AT/MT	60/30	30	17,4	12,8	17,4	8	168,1		19,4	187,5	23,4	2,2	1,6	2,2	0

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]	
LOUSÁ	Lousã	AT/MT	60/15	15	17,1	11,6	17,1	11	365,2		27,1	392,2	35,7	1,6	1,1	1,6	2
LOUSADA	Lousada	AT/MT	60/15	15	16,3	12,3	16,3	5	56,5		26,2	82,7	16,5	3,3	2,5	3,3	0
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	45,5	42,1	45,5	12	141,1		31,7	172,8	14,4	3,8	3,5	3,8	0
LUZ	Lisboa	AT/MT	60/10	10	32,0	24,0	32,0	21	0,0		85,2	85,2	4,1	1,5	1,1	1,5	0
MACEDO DE CAVALEIROS	Macedo de Cavaleiros	AT/MT	60/30	30	16,6	13,3	16,6	8	738,3		27,5	765,7	95,7	2,1	1,7	2,1	5
MAFRA	Mafra	AT/MT	60/10	10	19,0	14,5	19,0	10	113,7		33,3	147,0	14,7	1,9	1,4	1,9	0
MAIA	Maia	AT/MT	60/15	15	63,8	57,4	63,8	16	75,8		113,6	189,4	11,8	4,0	3,6	4,0	0
MANGUALDE	Mangualde	AT/MT	60/15	15	6,8	7,0	7,0	7	198,1		15,2	213,3	30,5	1,0	1,0	1,0	1
MARANHÃO	Avis	AT/MT	60/30	30	8,3	15,1	15,1	4	379,6		2,3	382,0	95,5	2,1	3,8	3,8	3
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	AT/MT	60/15	15	29,0	21,6	29,0	9	310,2		26,7	336,8	37,4	3,2	2,4	3,2	2
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	AT/MT	60/30	30	32,8	27,1	32,8	9	124,0		47,0	171,1	19,0	3,6	3,0	3,6	0
MARVÃO	Mêda	AT/MT	60/30	30	6,1	4,7	6,1	4	258,8		9,5	268,2	67,1	1,5	1,2	1,5	2
MARVILA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	27,6	23,1	27,6	23	0,0		108,8	108,8	4,7	1,2	1,0	1,2	0
MATAÇÃES	Torres Vedras	AT/MT	60/30	30	24,2	21,7	24,2	7	233,6		16,0	249,6	35,7	3,5	3,1	3,5	1
MATOSINHOS	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	31,9	24,1	31,9	11	9,8		52,9	62,8	5,7	2,9	2,2	2,9	0
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	15,7	14,3	15,7	5	0,0		26,7	26,7	5,3	3,1	2,9	3,1	0
MEIMOA	Penamacor	AT/MT	60/15	15	3,0	2,7	3,0	4	169,8		1,5	171,3	42,8	0,8	0,7	0,8	1
MEM MARTINS	Sintra	AT/MT	60/10	10	45,2	31,4	45,2	21	19,4		131,1	150,4	7,2	2,2	1,5	2,2	0
MERCADO	Loures	AT/MT	60/10	10	15,6	14,6	15,6	20	15,3		41,4	56,7	2,8	0,8	0,7	0,8	0
MERCEANA	Alenquer	AT/MT	60/30	30	8,5	5,7	8,5	4	131,1		3,0	134,1	33,5	2,1	1,4	2,1	0
MEXEIRO	Salvaterra de Magos	AT/MT	60/30	30	8,0	13,9	13,9	7	136,1		8,2	144,2	20,6	1,1	2,0	2,0	0
MINDELO	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	14,8	15,5	15,5	7	30,0		37,6	67,7	9,7	2,1	2,2	2,2	0
MIRA	Mira	AT/MT	60/15	15	10,1	8,5	10,1	5	101,4		10,3	111,7	22,3	2,0	1,7	2,0	0
MIRÁFLORES	Oeiras	AT/MT	60/10	10	42,9	34,5	42,9	31	2,1		140,3	142,4	4,6	1,4	1,1	1,4	0
MIRANDA DO CORVO	Miranda do Corvo	AT/MT	60/15	15	10,2	7,2	10,2	7	144,7		12,3	157,0	22,4	1,5	1,0	1,5	0
MIRANDELA	Mirandela	AT/MT	60/30	30	18,3	13,1	18,3	8	296,6		23,5	320,2	40,0	2,3	1,6	2,3	1
MOGADOURO	Mogadouro	AT/MT	60/30	30	12,0	9,0	12,0	7	535,9		13,2	549,1	78,4	1,7	1,3	1,7	4
MOGOFORES	Anadia	AT/MT	60/15	15	15,0	12,6	15,0	9	131,6		20,6	152,2	16,9	1,7	1,4	1,7	0
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	AT/MT	60/15	15	12,1	10,3	12,1	6	136,7		15,2	151,9	25,3	2,0	1,7	2,0	0
MOITA	Moita	AT/MT	60/15	15	22,8	16,8	22,8	5	61,1		39,8	100,9	20,2	4,6	3,4	4,6	0
MONCHIQUE	Monchique	AT/MT	60/15	15	3,7	3,8	3,8	7	134,2		10,7	144,9	20,7	0,5	0,5	0,5	0
MONSERRATE	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	14,2	11,4	14,2	5	12,8		39,6	52,4	10,5	2,8	2,3	2,8	0
MONTE DOS BURGOS	Porto	AT/MT	60/15	15	36,8	29,6	36,8	17	0,0		73,1	73,1	4,3	2,2	1,7	2,2	0
MONTE FEIO	Sines	AT/MT	60/30/15	15	7,4	5,9	7,4	4	10,6		28,5	39,1	9,8	1,8	1,5	1,8	0
MONTE FEIO	Sines	AT/MT	60/30/15	30	16,9	13,6	16,9	8	193,3		26,8	220,1	27,5	2,1	1,7	2,1	1
MONTECHORO	Albufeira	AT/MT	60/15	15	14,2	21,1	21,1	10	37,5		59,8	97,3	9,7	1,4	2,1	2,1	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	AT/MT	60/30/15	15	5,5	4,2	5,5	3	0,1		13,9	14,0	4,7	1,8	1,4	1,8	0
MONTEMOR	Montemor-o-Novo	AT/MT	60/30/15	30	8,3	6,3	8,3	6	493,5		5,3	498,9	83,1	1,4	1,1	1,4	4
MONTIJO	Montijo	AT/MT	60/15	15	11,8	11,6	11,8	5	64,7		30,2	94,8	19,0	2,4	2,3	2,4	0
MORA	Mora	MT/MT	30/15	15	2,5	3,0	3,0	2	24,3		4,8	29,1	14,5	1,3	1,5	1,5	0
MORGADE	Montalegre	AT/MT	60/15	15	5,0	3,9	5,0	4	212,1		7,2	219,3	54,8	1,2	1,0	1,2	1
MORTÁGUA	Mortágua	AT/MT	60/15	15	12,7	8,3	12,7	8	203,0		16,2	219,2	27,4	1,6	1,0	1,6	0
MOSCAVIDE	Loures	AT/MT	60/30/10	10	28,2	22,3	28,2	19	0,8		76,3	77,1	4,1	1,5	1,2	1,5	0
MOSCAVIDE	Loures	AT/MT	60/30/10	30	7,4	5,9	7,4	3	6,3		8,9	15,3	5,1	2,5	2,0	2,5	0
MOSTEIRO	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	29,4	23,9	29,4	11	129,3		49,6	178,9	16,3	2,7	2,2	2,7	0
MOURA	Moura	AT/MT	60/30	30	7,2	6,5	7,2	6	261,2		11,9	273,1	45,5	1,2	1,1	1,2	2
MURO	Trofa	AT/MT	60/15	15	27,7	27,7	27,7	7	93,7		12,0	105,7	15,1	4,0	4,0	4,0	0
MUTELA	Almada	AT/MT	60/15	15	20,9	15,7	20,9	8	0,0		41,0	41,0	5,1	2,6	2,0	2,6	0
NELAS	Nelas	AT/MT	60/15	15	12,3	10,5	12,3	6	156,7		21,5	178,2	29,7	2,1	1,8	2,1	0
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	11,0	8,7	11,0	5	29,6		15,2	44,7	8,9	2,2	1,7	2,2	0
NORTE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	41,9	35,3	41,9	33	0,1		106,7	106,8	3,2	1,3	1,1	1,3	0
ODEMIRA	Odemira	MT/MT	30/15	15	0,5	0,3	0,5	2	20,3		5,6	25,9	13,0	0,2	0,1	0,2	0
OLEIROS	Oleiros	AT/MT	60/15	15	4,8	5,2	5,2	4	143,6		3,6	147,1	36,8	1,2	1,3	1,3	1
OLHÃO	Olhão	AT/MT	60/15	15	24,5	22,6	24,5	8	104,6		74,1	178,7	22,3	3,1	2,8	3,1	0
OLHO BOI	Abrantes	AT/MT	60/30	30	34,4	25,9	34,4	11	426,3		42,7	468,9	42,6	3,1	2,4	3,1	2
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	AT/MT	60/15	15	39,1	36,9	39,1	11	112,4		21,2	133,6	12,1	3,6	3,4	3,6	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	AT/MT	60/15	15	17,5	16,7	17,5	5	71,2		3,3	74,5	14,9	3,5	3,3	3,5	0
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Oliveira do Hospital	AT/MT	60/15	15	5,7	4,3	5,7	5	34,5		7,4	41,9	8,4	1,1	0,9	1,1	0
ORGENS	Viseu	AT/MT	60/15	15	14,4	10,1	14,4	7	60,5		35,1	95,7	13,7	2,1	1,4	2,1	0
ORTIGOSA	Leiria	AT/MT	60/15	15	21,4	18,7	21,4	6	179,1		6,1	185,3	30,9	3,6	3,1	3,6	0
OURÉM	Ourém	AT/MT	60/30	30	20,6	17,3	20,6	9	333,9		11,9	345,7	38,4	2,3	1,9	2,3	1
OURIQUE	Ourique	MT/MT	30/15	15	2,0	1,5	2,0	2	75,5		2,4	77,9	39,0	1,0	0,8	1,0	1
OVAR	Ovar	AT/MT	60/15	15	24,9	18,1	24,9	8	84,0		33,3	117,4	14,7	3,1	2,3	3,1	0
P. INDUSTRIAL BEJA	Beja	MT/MT	30/15	15	0,7	0,7	0,7	4	3,0		2,7	5,7	1,4	0,2	0,2	0,2	0
PAÇOS DE FERREIRA	Paços de Ferreira	AT/MT	60/15	15	33,2	27,5	33,2	10	83,1		43,6	126,7	12,7	3,3	2,8	3,3	0
PALMILHEIRA	Valongo	AT/MT	60/15	15	27,0	19,4	27,0	10	16,1		52,6	68,7	6,9	2,7	1,9	2,7	0
PAMPILHOSA	Mealhada	AT/MT	60/15	15	20,6	20,0	20,6	8	141,5		14,9	156,3	19,5	2,6	2,5	2,6	0
PARANHOS	Porto	AT/MT	60/15	15	33,1	26,9	33,1	22	0,0		84,3	84,3	3,8	1,5	1,2	1,5	0
PARCEIROS	Leiria	AT/MT	60/15	15	15,5	12,9	15,5	6	17,0		28,4	45,4	7,6	2,6	2,2	2,6	0
PAREDE	Cascais	AT/MT	60/10	10	32,7	19,4	32,7	17	0,0		89,3	89,3	5,3	1,9	1,1	1,9	0
PARQUE	Lisboa	AT/MT	60/10	10	39,7	42,7	42,7	28	0,0		55,4	55,4	2,0	1,4	1,5	1,5	0
PEDRÓGÃO	Pedrógão Grande	AT/MT	60/15	15	6,6	5,9	6,6	4	91,7		8,6	100,3	25,1	1,6	1,5	1,6	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	41,9	30,2	41,9	9	109,9		56,6	166,4	18,5	4,7	3,4	4,7	0



Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
PEGÕES	Montijo	AT/MT	60/30/15	30	6,0	9,0	9,0	6	155,2	12,4	167,6	27,9	1,0	1,5	1,5	0
PEGÕES	Montijo	AT/MT	60/30/15	15	3,9	5,9	5,9	3	91,2	3,5	94,6	31,5	1,3	2,0	2,0	0
PENIDE	Barcelos	AT/MT	60/15	15	22,3	17,9	22,3	10	153,7	8,9	162,6	16,3	2,2	1,8	2,2	0
PERO PINHEIRO	Sintra	AT/MT	60/10	10	17,2	15,1	17,2	13	47,0	43,5	90,4	7,0	1,3	1,2	1,3	0
PEVIDÉM	Guimarães	AT/MT	60/15	15	33,4	29,0	33,4	9	130,2	11,3	141,5	15,7	3,7	3,2	3,7	0
PINHAL NOVO	Palmeira	AT/MT	60/15	15	11,2	7,8	11,2	8	79,6	35,0	114,6	14,3	1,4	1,0	1,4	0
PINHÃO	Alijó	AT/MT	60/30	30	12,7	10,5	12,7	6	417,3	11,8	429,1	71,5	2,1	1,8	2,1	3
PINHEIROS	Leiria	AT/MT	60/15	15	14,6	12,9	14,6	6	55,2	14,5	69,7	11,6	2,4	2,2	2,4	0
PINHEL	Pinhel	AT/MT	60/15	15	6,9	6,5	6,9	8	530,9	22,4	553,3	69,2	0,9	0,8	0,9	5
POCEIRÃO	Palmeira	MT/MT	30/15	15	3,0	2,6	3,0	2	53,7	6,1	59,8	29,9	1,5	1,3	1,5	0
POLDRA	Ajezuz	AT/MT	60/15	15	0,3	0,3	0,3	1	27,7	0,0	27,7	27,7	0,3	0,3	0,3	0
POMBAL	Pombal	AT/MT	60/30	30	30,8	26,3	30,8	10	285,0	22,2	307,2	30,7	3,1	2,6	3,1	0
PONTÃO	Ansião	AT/MT	60/15	15	11,9	9,0	11,9	8	289,0	3,9	292,8	36,6	1,5	1,1	1,5	1
PONTE SOR	Ponte de Sôr	AT/MT	60/30	30	11,0	9,5	11,0	8	445,5	13,6	459,2	57,4	1,4	1,2	1,4	3
PORTAGEM	Almada	AT/MT	60/15	15	23,3	19,6	23,3	10	10,8	64,4	75,2	7,5	2,3	2,0	2,3	0
PORTEIRINHOS	Almodôvar	AT/MT	60/30/15	15	2,3	1,7	2,3	4	270,9	1,8	272,7	68,2	0,6	0,4	0,6	2
PORTEIRINHOS	Almodôvar	AT/MT	60/30/15	30	8,7	6,2	8,7	3	238,7	0,3	239,1	79,7	2,9	2,1	2,9	1
PORTEL	Portel	MT/MT	30/15	15	0,0	0,0	0,0	2	91,3	4,6	95,9	48,0	0,0	0,0	0,0	1
PORTIMÃO	Portimão	AT/MT	60/15	15	25,8	37,1	37,1	9	12,5	90,1	102,7	11,4	2,9	4,1	4,1	0
PORTO DE LAGOS	Portimão	AT/MT	60/15	15	20,2	19,6	20,2	9	173,5	63,0	236,5	26,3	2,2	2,2	2,2	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	10	15,7	13,4	15,7	8	1,7	34,5	36,2	4,5	2,0	1,7	2,0	0
PÓVOA	Vila Franca de Xira	AT/MT	60/30/10	30	23,0	19,5	23,0	11	35,1	42,5	77,6	7,1	2,1	1,8	2,1	0
PRAÇA FIGUEIRA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	35,6	30,6	35,6	26	0,0	47,7	47,7	1,8	1,4	1,2	1,4	0
PRACANA	Mação	AT/MT	60/30	30	2,9	2,8	2,9	5	234,9	1,4	236,3	47,3	0,6	0,6	0,6	1
QUARTEIRA	Loulé	AT/MT	60/15	15	17,5	24,8	24,8	9	29,6	78,2	107,8	12,0	1,9	2,8	2,8	0
QUELUZ	Sintra	AT/MT	60/10	10	22,9	13,8	22,9	16	5,6	55,4	61,0	3,8	1,4	0,9	1,4	0
QUIMPARQUE	Barreiro	AT/MT	60/15/6	6	2,8	2,6	2,8	13	0,0	17,2	17,2	1,3	0,2	0,2	0,2	0
QUIMPARQUE	Barreiro	AT/MT	60/15/6	15	14,7	13,5	14,7	6	0,1	33,2	33,3	5,5	2,5	2,3	2,5	0
QUINTA DA CALDEIRA	Loures	AT/MT	60/10	10	26,4	18,8	26,4	20	17,3	72,4	89,7	4,5	1,3	0,9	1,3	0
QUINTA DO ANJO	Palmeira	AT/MT	60/15	15	10,3	6,8	10,3	4	27,2	48,6	75,8	19,0	2,6	1,7	2,6	0
QUINTA DO CONDE	Sesimbra	AT/MT	60/15	15	24,6	15,1	24,6	10	46,4	112,5	158,9	15,9	2,5	1,5	2,5	0
RANHA	Pombal	AT/MT	60/30	30	17,3	15,0	17,3	8	208,5	5,9	214,4	26,8	2,2	1,9	2,2	0
RANHOLAS	Sintra	AT/MT	60/10	10	6,6	5,5	6,6	5	3,8	27,3	31,1	6,2	1,3	1,1	1,3	0
REBOLEIRA	Amadora	AT/MT	60/10	10	23,0	17,7	23,0	17	0,3	46,6	46,9	2,8	1,4	1,0	1,4	0
REBORDOSA	Paredes	AT/MT	60/15	15	41,7	34,6	41,7	11	169,2	44,8	214,1	19,5	3,8	3,1	3,8	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	AT/MT	60/30/15	15	6,5	6,0	6,5	4	164,6	22,7	187,3	46,8	1,6	1,5	1,6	1
REGUENGOS DE MONSARAZ	Reguengos de Monsaraz	AT/MT	60/30/15	30	4,6	4,3	4,6	4	158,6	8,1	166,8	41,7	1,1	1,1	1,1	1
RELVINHA	Coimbra	AT/MT	60/15	15	23,8	20,7	23,8	13	84,0	62,9	146,9	11,3	1,8	1,6	1,8	0
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	46,1	39,4	46,1	8	133,7	38,0	171,7	21,5	5,8	4,9	5,8	0
RIO MAIOR	Rio Maior	AT/MT	60/30	30	23,0	23,5	23,5	9	209,4	17,4	226,8	25,2	2,6	2,6	2,6	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	46,1	40,8	46,1	12	92,5	34,6	127,2	10,6	3,8	3,4	3,8	0
RIO MOURO	Sintra	AT/MT	60/10	10	27,8	21,4	27,8	18	2,2	91,0	93,2	5,2	1,5	1,2	1,5	0
ROUSSAS	Meiçaço	AT/MT	60/15	15	4,5	3,7	4,5	4	114,7	8,3	122,9	30,7	1,1	0,9	1,1	0
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	AT/MT	60/15	15	16,0	13,0	16,0	7	89,9	3,7	93,6	13,4	2,3	1,9	2,3	0
SABUGAL	Sabugal	AT/MT	60/15	15	6,5	4,7	6,5	6	278,6	5,6	284,1	47,4	1,1	0,8	1,1	1
SABUGO	Sintra	AT/MT	60/10	10	14,8	10,0	14,8	9	70,9	55,0	126,0	14,0	1,6	1,1	1,6	0
SABUGUEIRO	Seia	AT/MT	60/15	15	3,5	3,0	3,5	3	52,7	14,2	66,9	22,3	1,2	1,0	1,2	0
SADO	Setúbal	AT/MT	60/30	30	10,8	10,0	10,8	6	25,8	29,4	55,2	9,2	1,8	1,7	1,8	0
SANCHEIRA	Óbidos	AT/MT	60/30	30	17,5	15,8	17,5	9	259,0	37,5	296,4	32,9	1,9	1,8	1,9	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	34,4	28,7	34,4	8	101,9	5,2	107,1	13,4	4,3	3,6	4,3	0
SANTA CITA	Tomar	AT/MT	60/30	30	8,4	7,3	8,4	6	119,3	1,9	121,2	20,2	1,4	1,2	1,4	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	AT/MT	60/15	15	48,4	37,9	48,4	14	43,5	91,6	135,1	9,7	3,5	2,7	3,5	0
SANTA LUZIA	Pampilhosa da Serra	AT/MT	60/15	15	5,4	4,5	5,4	5	436,6	4,9	441,6	88,3	1,1	0,9	1,1	3
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	13,2	10,4	13,2	7	0,0	27,4	27,4	3,9	1,9	1,5	1,9	0
SANTA MARTA	Lisboa	AT/MT	60/10	10	34,6	32,9	34,6	28	0,0	45,4	45,4	1,6	1,2	1,2	1,2	0
SANTA MARTA DE PORTUZELO	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	26,6	21,5	26,6	9	146,1	56,1	202,2	22,5	3,0	2,4	3,0	0
SANTANA	Sesimbra	AT/MT	60/15	15	17,6	15,3	17,6	7	71,4	92,3	163,7	23,4	2,5	2,2	2,5	0
SANTIAGO	Santiago do Cacém	AT/MT	60/30	30	17,9	13,5	17,9	7	503,0	24,8	527,8	75,4	2,6	1,9	2,6	4
SANTIAGO DE SUBARRIFANA	Penafiel	AT/MT	60/15	15	17,2	13,6	17,2	6	34,8	37,4	72,2	12,0	2,9	2,3	2,9	0
SANTO ANDRÉ	Santiago do Cacém	MT/MT	30/15	15	6,4	3,7	6,4	4	12,1	20,9	32,9	8,2	1,6	0,9	1,6	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	AT/MT	60/30	30	15,9	13,0	15,9	5	113,6	27,2	140,9	28,2	3,2	2,6	3,2	0
SÃO BARTOLOMEU MESSINES	Silves	AT/MT	60/15	15	7,2	6,8	7,2	6	336,8	7,5	344,3	57,4	1,2	1,1	1,2	2
SÃO BENTO	Santarém	AT/MT	60/30/15	15	6,5	6,8	6,8	4	36,0	10,7	46,7	11,7	1,6	1,7	1,7	0
SÃO BENTO	Santarém	AT/MT	60/30/15	30	12,3	12,6	12,6	5	55,5	21,7	77,3	15,5	2,5	2,5	2,5	0
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	São Brás de Alportel	AT/MT	60/15	15	10,9	7,6	10,9	5	152,7	13,0	165,7	33,1	2,2	1,5	2,2	0
SÃO CIRO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	16,5	14,9	16,5	14	0,0	32,0	32,0	2,3	1,2	1,1	1,2	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	AT/MT	60/30/15	15	39,2	28,6	39,2	12	87,4	120,0	207,4	17,3	3,3	2,4	3,3	0
SÃO FRANCISCO	Alcochete	AT/MT	60/30/15	30	7,1	5,1	7,1	3	44,2	8,9	53,2	17,7	2,4	1,7	2,4	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	AT/MT	60/15	15	23,4	18,6	23,4	9	62,3	29,3	91,6	10,2	2,6	2,1	2,6	0
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	AT/MT	60/15	15	54,0	47,7	54,0	11	193,1	32,5	225,6	20,5	4,9	4,3	4,9	0
SÃO JOÃO DOS CALDEIREIROS	Mértola	MT/MT	30/15	15	0,4	0,3	0,4	1	57,9	0,0	57,9	57,9	0,4	0,3	0,4	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	AT/MT	60/30	30	28,0	22,6	28,0	7	193,4	10,9	204,3	29,2	4,0	3,2	4,0	0
SÃO JULIÃO	Figueira da Foz	AT/MT	60/15	15	12,9	10,1	12,9	7	35,2	33,7	68,9	9,8	1,8	1,4	1,8	0

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
SÃO MARCOS	Sintra	AT/MT	60/10	10	10,6	9,8	10,6	15	1,7	37,0	38,7	2,6	0,7	0,7	0,7	0
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	AT/MT	60/15	15	39,8	32,9	39,8	12	88,2	68,4	156,6	13,1	3,3	2,7	3,3	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	AT/MT	60/15	15	54,6	41,7	54,6	12	144,6	13,6	158,2	13,2	4,6	3,5	4,6	0
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	AT/MT	60/15	15	25,1	20,9	25,1	10	207,3	13,5	220,9	22,1	2,5	2,1	2,5	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	30	12,1	11,3	12,1	6	121,6	17,2	138,8	23,1	2,0	1,9	2,0	0
SÃO SEBASTIÃO	Setúbal	AT/MT	60/30/15	15	25,5	24,0	25,5	12	81,9	79,2	161,1	13,4	2,1	2,0	2,1	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	AT/MT	60/30/15	15	2,9	2,9	2,9	3	121,3	11,5	132,8	44,3	1,0	1,0	1,0	0
SÃO TEOTÓNIO	Odemira	AT/MT	60/30/15	30	4,9	5,0	5,0	4	232,3	12,4	244,7	61,2	1,2	1,2	1,2	1
SÃO VICENTE	Portalegre	AT/MT	60/30	30	19,2	14,4	19,2	9	325,2	33,7	358,9	39,9	2,1	1,6	2,1	2
SÁTÃO	Sátão	AT/MT	60/15	15	7,9	6,6	7,9	6	207,5	7,2	214,7	35,8	1,3	1,1	1,3	1
SEIA	Seia	AT/MT	60/15	15	13,0	9,8	13,0	8	162,4	13,7	176,1	22,0	1,6	1,2	1,6	0
SEIXAL	Seixal	AT/MT	60/15	15	22,3	14,8	22,3	8	0,7	66,6	67,3	8,4	2,8	1,8	2,8	0
SENHOR ROUBADO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	21,1	15,0	21,1	13	1,5	46,6	48,1	3,7	1,6	1,2	1,6	0
SENHORA DA GRAÇA	Idanha-a-Nova	AT/MT	60/30	30	6,2	5,7	6,2	7	611,5	7,0	618,5	88,4	0,9	0,8	0,9	6
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	15	2,4	2,8	2,8	3	68,6	9,2	77,8	25,9	0,8	0,9	0,9	0
SERPA	Serpa	AT/MT	60/30/15	30	7,8	9,0	9,0	7	557,0	1,8	558,9	79,8	1,1	1,3	1,3	4
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	20,9	17,0	20,9	9	4,7	36,0	40,7	4,5	2,3	1,9	2,3	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	AT/MT	60/15	15	23,2	20,0	23,2	6	208,1	28,8	236,9	39,5	3,9	3,3	3,9	1
SERTÃ	Sertã	AT/MT	60/15	15	11,8	11,5	11,8	9	374,2	18,1	392,3	43,6	1,3	1,3	1,3	2
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	22,5	17,4	22,5	5	24,8	47,7	72,5	14,5	4,5	3,5	4,5	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	AT/MT	60/15	15	8,5	6,4	8,5	6	157,5	4,9	162,4	27,1	1,4	1,1	1,4	0
SILVES	Silves	AT/MT	60/15	15	7,8	7,8	7,8	5	120,2	18,3	138,5	27,7	1,6	1,6	1,6	0
SOBRAL MONTE AGRAÇO	Sobral de Monte Agraço	MT/MT	30/10	10	3,6	2,6	3,6	3	33,9	3,1	37,0	12,3	1,2	0,9	1,2	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	15	18,4	16,7	18,4	7	3,2	60,6	63,8	9,1	2,6	2,4	2,6	0
SOBREDA	Almada	AT/MT	60/30/15	30	5,0	4,5	5,0	3	4,6	11,1	15,7	5,2	1,7	1,5	1,7	0
SOURE	Soure	AT/MT	60/30	30	7,0	6,3	7,0	6	145,1	5,5	150,6	25,1	1,2	1,0	1,2	0
SOUSA	Felgueiras	AT/MT	60/15	15	23,8	22,2	23,8	6	92,6	4,7	97,3	16,2	4,0	3,7	4,0	0
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	AT/MT	60/30	30	13,1	10,9	13,1	6	390,3	11,1	401,5	66,9	2,2	1,8	2,2	3
TALAGUEIRA	Castelo Branco	AT/MT	60/30	30	30,9	25,7	30,9	12	403,8	79,7	483,5	40,3	2,6	2,1	2,6	3
TAVEIRO	Coimbra	AT/MT	60/15	15	14,1	10,8	14,1	7	116,2	7,8	123,9	17,7	2,0	1,5	2,0	0
TAVIRA	Tavira	AT/MT	60/15	15	17,5	20,3	20,3	11	147,3	44,4	191,8	17,4	1,6	1,8	1,8	1
TELHEIRA	Vila Real	AT/MT	60/30	30	28,0	22,0	28,0	10	253,0	35,0	288,0	28,8	2,8	2,2	2,8	1
TELHEIRAS	Lisboa	AT/MT	60/10	10	28,9	22,3	28,9	27	0,0	102,3	102,3	3,8	1,1	0,8	1,1	0
TELHEIRO	Mafra	AT/MT	60/10	10	26,5	18,7	26,5	10	175,3	51,4	226,6	22,7	2,6	1,9	2,6	0
TERENA	Alandroal	AT/MT	60/30/15	30	4,5	3,2	4,5	3	99,1	5,7	104,8	34,9	1,5	1,1	1,5	0
TERENA	Alandroal	AT/MT	60/30/15	15	0,9	0,6	0,9	3	147,1	4,9	151,9	50,6	0,3	0,2	0,3	1
TERROA	Setúbal	AT/MT	60/15	15	16,3	10,8	16,3	7	11,2	44,6	55,8	8,0	2,3	1,5	2,3	0
TOCHA	Cantanhede	AT/MT	60/15	15	11,8	9,9	11,8	6	190,8	4,1	194,9	32,5	2,0	1,7	2,0	0
TONDELA	Tondela	AT/MT	60/15	15	21,0	20,3	21,0	8	296,8	14,2	311,0	38,9	2,6	2,5	2,6	1
TORRE NATAL	Faro	AT/MT	60/15	15	14,7	13,6	14,7	8	60,4	44,4	104,8	13,1	1,8	1,7	1,8	0
TORRES VEDRAS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	5,6	4,4	5,6	6	12,8	16,4	29,1	4,9	0,9	0,7	0,9	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	AT/MT	60/10	10	17,2	14,6	17,2	8	87,5	35,1	122,5	15,3	2,2	1,8	2,2	0
TORTOSENDO	Covilhã	AT/MT	60/15	15	19,2	14,8	19,2	9	158,9	32,2	191,1	21,2	2,1	1,6	2,1	0
TOUVEDO	Ponte da Barca	AT/MT	60/15	15	10,2	9,4	10,2	7	296,6	12,7	309,3	44,2	1,5	1,3	1,5	1
TRANCOSO	Trancoso	AT/MT	60/15	15	5,5	4,5	5,5	5	205,6	5,7	211,3	42,3	1,1	0,9	1,1	1
TREMÊZ	Santarém	MT/MT	30/15	15	2,8	2,7	2,8	2	60,9	0,1	61,0	30,5	1,4	1,4	1,4	0
TROVISCOSO	Monção	AT/MT	60/15	15	13,9	10,7	13,9	6	194,2	13,4	207,6	34,6	2,3	1,8	2,3	0
TUNES	Silves	AT/MT	60/15	15	12,6	14,4	14,4	6	174,7	19,6	194,3	32,4	2,1	2,4	2,4	0
TURIZ	Vila Verde	AT/MT	60/15	15	23,3	18,7	23,3	7	201,8	16,9	218,7	31,2	3,3	2,7	3,3	0
TURQUEL	Alcobaça	AT/MT	60/30	30	24,3	20,5	24,3	8	283,8	8,9	292,7	36,6	3,0	2,6	3,0	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	AT/MT	60/15	15	19,1	19,7	19,7	7	118,2	11,1	129,2	18,5	2,7	2,8	2,8	0
VALE DE GAIO	Alcácer do Sal	AT/MT	60/30	30	5,6	5,4	5,6	4	362,2	2,4	364,5	91,1	1,4	1,4	1,4	3
VALE DE VARGO	Serpa	MT/MT	30/15	15	3,2	2,8	3,2	3	73,6	2,5	76,1	25,4	1,1	0,9	1,1	0
VALE ESCURO	Lisboa	AT/MT	60/10	10	25,9	19,5	25,9	19	0,0	52,2	52,2	2,7	1,4	1,0	1,4	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	AT/MT	60/15	15	3,2	4,5	4,5	4	107,3	0,4	107,7	26,9	0,8	1,1	1,1	0
VALE SERRÃO	Proença-a-Nova	AT/MT	60/30	30	3,7	3,4	3,7	3	158,0	6,3	164,3	54,8	1,2	1,1	1,2	1
VALE TEJO	Alenquer	AT/MT	60/30	30	24,3	23,3	24,3	11	103,7	38,8	142,5	13,0	2,2	2,1	2,2	0
VALENÇA	Valença	AT/MT	60/15	15	11,8	11,2	11,8	7	123,4	14,7	138,1	19,7	1,7	1,6	1,7	0
VALONGO	Valongo	AT/MT	60/15	15	39,5	33,7	39,5	7	103,8	29,4	133,2	19,0	5,6	4,8	5,6	0
VALPAÇOS	Valpaços	AT/MT	60/15	15	8,8	6,1	8,8	5	211,5	8,6	220,1	44,0	1,8	1,2	1,8	1
VAROSA	Lamego	AT/MT	60/30	30	23,9	17,7	23,9	11	424,5	21,0	445,5	40,5	2,2	1,6	2,2	3
VÁRZEA	Covilhã	AT/MT	60/15	15	21,6	15,6	21,6	13	112,7	53,0	165,7	12,7	1,7	1,2	1,7	0
VENDA DO PINHEIRO	Mafra	AT/MT	60/10	10	16,0	12,3	16,0	10	74,9	37,9	112,8	11,3	1,6	1,2	1,6	0
VENDA NOVA (AMD)	Amadora	AT/MT	60/10	10	18,5	13,4	18,5	19	0,0	50,6	50,6	2,7	1,0	0,7	1,0	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	AT/MT	60/30/15	30	16,4	13,2	16,4	5	138,3	19,4	157,7	31,5	3,3	2,6	3,3	0
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	AT/MT	60/30/15	15	6,5	5,2	6,5	5	241,6	8,8	250,4	50,1	1,3	1,0	1,3	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	AT/MT	60/30/15	15	7,6	5,9	7,6	6	1,7	24,3	25,9	4,3	1,3	1,0	1,3	0
VENDAS NOVAS	Vendas Novas	AT/MT	60/30/15	30	5,2	4,1	5,2	5	283,0	6,7	289,6	57,9	1,0	0,8	1,0	2
VENTEIRA	Amadora	AT/MT	60/10	10	12,5	10,5	12,5	8	0,0	41,0	41,0	5,1	1,6	1,3	1,6	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	36,7	28,3	36,7	14	4,9	98,4	103,3	7,4	2,6	2,0	2,6	0
VIANA DO ALENTEJO	Viana do Alentejo	AT/MT	60/30	30	9,1	8,5	9,1	5	307,6	10,2	317,8	63,6	1,8	1,7	1,8	3
VIDAGO	Chaves	AT/MT	60/15	15	10,8	10,1	10,8	6	288,1	8,0	296,2	49,4	1,8	1,7	1,8	1
VIDIGUEIRA	Vidigueira	MT/MT	30/15	15	1,2	1,2	1,2	2	4,8	4,3	9,1	4,5	0,6	0,6	0,6	0

Nome	Nome Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
VILA CHÁ	Barreiro	AT/MT	60/15	15	9,5	6,2	9,5	4	6,9	33,3	40,2	10,0	2,4	1,6	2,4	0
VILA DA PONTE	Montalegre	AT/MT	60/15	15	3,0	2,2	3,0	3	169,1	1,0	170,1	56,7	1,0	0,7	1,0	0
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	AT/MT	60/30	30	17,5	16,7	17,5	9	602,2	12,0	614,2	68,2	1,9	1,9	1,9	5
VILA DE REI	Vila de Rei	MT/MT	30/15	15	1,9	2,1	2,1	3	106,4	3,2	109,6	36,5	0,6	0,7	0,7	0
VILA DO BISPO	Vila do Bispo	AT/MT	60/15	15	5,3	6,1	6,1	7	100,0	48,7	148,7	21,2	0,8	0,9	0,9	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	AT/MT	60/15	15	37,5	28,8	37,5	10	102,0	69,2	171,2	17,1	3,8	2,9	3,8	0
VILA MOREIRA	Alcanena	AT/MT	60/30	30	21,2	18,0	21,2	6	216,4	9,4	225,8	37,6	3,5	3,0	3,5	1
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/15	15	9,0	8,5	9,0	5	66,7	6,3	73,0	14,6	1,8	1,7	1,8	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	42,0	31,8	42,0	16	27,5	80,7	108,2	6,8	2,6	2,0	2,6	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	AT/MT	60/30/15	15	3,4	2,7	3,4	3	77,3	13,1	90,4	30,1	1,1	0,9	1,1	0
VILA NOVA MILFONTES	Odemira	AT/MT	60/30/15	30	8,8	7,1	8,8	4	273,4	13,0	286,4	71,6	2,2	1,8	2,2	2
VILA ROBIM	Figueira da Foz	AT/MT	60/15	15	14,3	10,8	14,3	8	108,4	26,8	135,2	16,9	1,8	1,4	1,8	0
VILA VELHA DE RÓDÃO	Vila Velha de Ródão	AT/MT	60/30	30	2,0	1,9	2,0	5	73,6	3,5	77,2	15,4	0,4	0,4	0,4	0
VILA VIÇOSA	Vila Viçosa	AT/MT	60/15	15	12,4	10,8	12,4	8	131,4	14,6	146,0	18,2	1,6	1,4	1,6	0
VILAMOURA	Loulé	AT/MT	60/15	15	20,1	26,7	26,7	12	133,0	69,7	202,7	16,9	1,7	2,2	2,2	0
VILAMOURA B	Loulé	AT/MT	60/15	15	12,5	18,7	18,7	8	0,0	48,0	48,0	6,0	1,6	2,3	2,3	0
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	AT/MT	60/15	15	43,8	32,4	43,8	10	58,5	81,6	140,1	14,0	4,4	3,2	4,4	0
VISEU	Viseu	AT/MT	60/15	15	13,4	9,1	13,4	8	7,4	33,9	41,3	5,2	1,7	1,1	1,7	0
VISO	Viseu	AT/MT	60/15	15	39,3	32,9	39,3	15	292,7	71,0	363,7	24,2	2,6	2,2	2,6	1
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	AT/MT	60/15	15	20,5	18,4	20,5	7	76,6	8,5	85,0	12,1	2,9	2,6	2,9	0
VITÓRIA	Porto	AT/MT	60/15	15	25,0	22,1	25,0	14	0,0	30,6	30,6	2,2	1,8	1,6	1,8	0
VOUZELA	Vouzela	AT/MT	60/15	15	18,2	15,2	18,2	10	347,8	15,0	362,9	36,3	1,8	1,5	1,8	2
ZAMBUJAL	Lisboa	AT/MT	60/10	10	30,0	27,1	30,0	24	0,0	104,8	104,8	4,4	1,2	1,1	1,2	0

Página em branco

# **ANEXO B.2.2 – RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE INDISPONIBILIDADE TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.2.2.1 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2020**

**Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2025**

Página em branco

**ANEXO B.2.2.1 – RESERVA N-1  
ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM  
CASO DE INDISPONIBILIDADE  
TOTAL DO BARRAMENTO MT  
DAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020**

Página em branco



<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Aveiro	SE Aveiro	31,19	4,82
Aveiro	SE Esgueira	8,63	6,59
Aveiro	SE Gafanha	0,67	0,67
Aveiro	SE Ílhavo	3,08	0,00
Aveiro	SE Oliveira do Bairro	0,04	0,00
Beja	SE Beja	14,95	7,25
Beja	SE Serpa	0,29	0,00
Braga	SE Braga	24,23	0,00
Braga	SE São Martinho de Dume	13,16	0,00
Braga	SE Lamações	26,20	0,00
Braga	SE Lamas	4,54	2,43
Braga	SE Penide	0,12	0,00
Braga	SE Turiz	0,24	0,00
Bragança	SE Bragança	20,47	17,29
Castelo Branco	SE Talagueira	32,81	0,00
Castelo Branco	SE Alcaíns	8,69	0,00
Coimbra	SE Alegria	30,50	3,81
Coimbra	SE Relvinha	15,39	1,90
Coimbra	SE Alto de São João	15,68	0,00
Coimbra	SE Taveiro	1,45	0,00
Coimbra	SE Corrente	12,78	0,00
Coimbra	SE Antanhol	4,12	0,00
Coimbra	SE Condeixa	0,12	0,00
Évora	SE Évora	28,04	7,39
Évora	SE Caeira	7,30	0,00
Faro	SE Faro	13,63	0,33
Faro	SE Torre Natal	10,75	0,00
Faro	SE Braciais	0,33	0,00
Faro	SE Loulé	0,03	0,00
Guarda	SE Guarda	15,84	0,00
Guarda	SE Casal de Cinza	8,35	0,00
Leiria	SE Azóia	4,58	0,21
Leiria	SE Andrinos	18,54	0,97
Leiria	SE Ortigosa	0,27	0,00
Leiria	SE Pinheiros	10,47	0,28
Leiria	SE Parceiros	11,93	0,00
Lisboa	SE Central Tejo	31,99	11,37
Lisboa	SE Boavista	31,68	0,00
Lisboa	SE São Ciro	16,15	0,00
Lisboa	SE Santa Marta	37,30	0,00
Lisboa	SE Senhor Roubado	7,27	0,00
Lisboa	SE Norte	43,41	3,91
Lisboa	SE Vale Escuro	21,45	0,21
Lisboa	SE Zambujal	9,35	0,00
Lisboa	SE Praça da Figueira	34,63	6,58
Lisboa	SE Alameda	25,21	0,00
Lisboa	SE Telheiras	26,42	0,00
Lisboa	SE Parque	41,24	0,00
Lisboa	SE Aeroporto	26,51	4,15
Lisboa	SE Luz	24,75	2,40
Lisboa	SE Entrecampos	29,98	0,00
Lisboa	SE Amoreiras	28,65	0,00
Lisboa	SE Arco Carvalhão	24,59	0,00
Lisboa	SE Colombo	30,97	8,76
Lisboa	SE Expo Sul	28,97	0,00
Lisboa	SE Alto do Lumiar	7,36	0,00
Lisboa	SE Gago Coutinho	22,51	0,00
Lisboa	SE Marvila	25,95	0,00
Lisboa	SE Moscavide	4,39	2,33
Lisboa	SE Expo Norte	14,40	0,00
Lisboa	SE Miraflores	6,17	0,00

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Portalegre	SE São Vicente	12,41	0,00
Portalegre	SE Arronches (Móvel)	0,01	0,00
Porto	SE Lapa	19,95	0,00
Porto	SE Boavista (Porto)	42,16	0,00
Porto	SE Campo Alegre	37,11	0,00
Porto	SE Antas	37,91	0,64
Porto	SE Campo 24 Agosto	11,87	0,00
Porto	SE Monte dos Burgos	36,17	0,00
Porto	SE Paranhos	29,74	0,00
Porto	SE Vitória	23,31	0,00
Santarém	SE Fontainhas	8,99	0,00
Santarém	SE São Bento	16,29	0,00
Santarém	SE Serrada Grande	0,19	0,00
Setúbal	SE São Sebastião	10,87	0,39
Setúbal	SE Sado	0,92	0,00
Setúbal	SE Terroa	12,65	0,00
Setúbal	SE Brasil	22,05	2,03
Viana do Castelo	SE Santa Marta de Portuzelo	9,40	0,00
Viana do Castelo	SE Monserrate	11,02	0,00
Vila Real	SE Telheira	20,06	0,00
Vila Real	SE Jorjais	4,80	0,00
Vila Real	SE Pinhão	0,39	0,00
Viseu	SE Viseu	9,11	0,00
Viseu	SE Orgens	5,74	0,00
Viseu	SE Viso	10,35	0,00

**ANEXO B.2.2.2 – RESERVA N-1  
ÀS CAPITAIS DE DISTRITO EM  
CASO DE INDISPONIBILIDADE  
TOTAL DO BARRAMENTO MT  
DAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025**

Página em branco

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Aveiro	SE Aveiro	30,34	4,69
Aveiro	SE Esgueira	8,39	6,41
Aveiro	SE Gafanha	0,65	0,65
Aveiro	SE Ílhavo	3,00	0,00
Aveiro	SE Oliveira do Bairro	0,04	0,00
Beja	SE Beja	15,95	7,73
Beja	SE Serpa	0,31	0,00
Braga	SE Braga	25,24	0,00
Braga	SE São Martinho de Dume	13,71	0,00
Braga	SE Lamações	27,30	0,00
Braga	SE Lamas	4,73	2,53
Braga	SE Penide	0,12	0,00
Braga	SE Turiz	0,25	0,00
Bragança	SE Bragança	22,35	18,88
Castelo Branco	SE Talagueira	31,68	0,00
Castelo Branco	SE Alcaíns	9,26	0,00
Coimbra	SE Alegria	31,89	3,98
Coimbra	SE Relvinha	16,09	1,99
Coimbra	SE Alto de São João	16,40	0,00
Coimbra	SE Taveiro	1,51	0,00
Coimbra	SE Corrente	13,36	0,00
Coimbra	SE Antanhol	4,31	0,00
Coimbra	SE Condeixa	0,13	0,00
Évora	SE Évora	29,73	7,83
Évora	SE Caeira	7,74	0,00
Faro	SE Faro	14,38	0,34
Faro	SE Torre Natal	11,34	0,00
Faro	SE Braciais	0,34	0,00
Faro	SE Loulé	0,03	0,00
Guarda	SE Guarda	17,01	0,00
Guarda	SE Casal de Cinza	8,97	0,00
Leiria	SE Azóia	4,81	0,22
Leiria	SE Andrinos	19,49	1,02
Leiria	SE Ortigosa	0,28	0,00
Leiria	SE Pinheiros	11,01	0,29
Leiria	SE Parceiros	12,54	0,00
Lisboa	SE Central Tejo	31,78	11,30
Lisboa	SE Boavista	31,47	0,00
Lisboa	SE São Ciro	16,05	0,00
Lisboa	SE Santa Marta	35,46	0,00
Lisboa	SE Senhor Roubado	7,23	0,00
Lisboa	SE Norte	43,13	3,88
Lisboa	SE Vale Escuro	20,06	0,21
Lisboa	SE Zambujal	9,29	0,00
Lisboa	SE Praça da Figueira	28,93	0,00
Lisboa	SE Alameda	24,24	0,00
Lisboa	SE Telheiras	26,25	0,00
Lisboa	SE Parque	40,97	0,00
Lisboa	SE Aeroporto	26,34	4,12
Lisboa	SE Luz	24,60	2,38
Lisboa	SE Entrecampos	29,79	0,00
Lisboa	SE Amoreiras	28,47	0,00
Lisboa	SE Arco Carvalhão	24,43	0,00
Lisboa	SE Colombo	30,77	8,70
Lisboa	SE Expo Sul	28,79	0,00
Lisboa	SE Alto do Lumiar	7,31	0,00
Lisboa	SE Gago Coutinho	22,37	0,00
Lisboa	SE Marvila	25,78	0,00
Lisboa	SE Moscavide	4,37	2,31
Lisboa	SE Expo Norte	14,31	0,00
Lisboa	SE Miraflores	6,13	0,00

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Lisboa	SE Pena	9,13	0,00
Portalegre	SE São Vicente	8,96	0,00
Portalegre	SE Portalegre ZI	4,25	0,00
Portalegre	SE Arronches (Móvel)	0,01	0,00
Porto	SE Lapa	20,29	0,00
Porto	SE Boavista (Porto)	42,89	0,00
Porto	SE Campo Alegre	37,75	0,00
Porto	SE Antas	38,56	0,65
Porto	SE Campo 24 Agosto	12,07	0,00
Porto	SE Monte dos Burgos	36,79	0,00
Porto	SE Paranhos	30,25	0,00
Porto	SE Vitória	23,71	0,00
Santarém	SE Fontainhas	9,51	0,00
Santarém	SE São Bento	17,23	0,00
Santarém	SE Serrada Grande	0,20	0,00
Setúbal	SE São Sebastião	11,35	0,40
Setúbal	SE Sado	0,96	0,00
Setúbal	SE Terroa	13,21	0,00
Setúbal	SE Brasil	23,03	2,12
Viana do Castelo	SE Santa Marta de Portuzelo	10,09	0,00
Viana do Castelo	SE Monserrate	11,82	0,00
Vila Real	SE Telheira	21,24	0,00
Vila Real	SE Jorjais	5,09	0,00
Vila Real	SE Pinhão	0,42	0,00
Viseu	SE Viseu	9,63	0,00
Viseu	SE Orgens	6,07	0,00
Viseu	SE Viso	10,94	0,00
Viseu	SE Orgens	6,07	0,00
Viseu	SE Viso	10,94	0,00

# **ANEXO B.3 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT**

**Anexo B.3.1 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020**

**Anexo B.3.2 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025**

Página em branco



No presente anexo apresenta-se a estimativa de capacidade de recepção de potência de produção para a RND prevista em 2020 e 2025 de acordo com o plano de desenvolvimento apresentado.

Para cada Subestação AT/MT e Posto de Corte AT foi avaliada a capacidade de recepção de potência no(s) barramento(s) de alta e média tensão considerando a potência dos centros electroprodutores existentes ou com compromisso de ligação na RND.

Nota explicativa para a leitura das tabelas dos Anexos B.3.1.1 e B.3.2.1:

- A capacidade indicada na coluna "Grupo de Subestações" representa o limite da capacidade tomada conjuntamente pelas SE que compõe o grupo.
- Capacidades representadas por hífen "-" indicam que não é possível proceder a mais ligações nesse nível de tensão.
- Capacidades com valores numéricos indicam o valor máximo de recepção ao nível do barramento, porém limitadas pela possibilidade de ampliação do barramento para novas ligações e na rede MT também pela capacidade da rede MT existente.
- A capacidade indicada na coluna "Potência Rejeitada" representa a capacidade associada a pedidos de ligação à RND rejeitada por pronúncia não conforme do ORD ou por pronúncia não conforme do Gestor Global do Sistema Elétrico Nacional (GGSEN).

A indicação das capacidades disponíveis nos níveis de média e alta tensão não dispensa o cumprimento do preconizado no Regulamento de Relações Comerciais sobre a definição do nível de tensão de ligação para centros electroprodutores em função da sua potência. Assim, a indicação de valores de capacidade superiores aos dos respetivos níveis devem ser entendidos como disponibilidade para múltiplos produtores até à capacidade indicada.

Exceto nas instalações identificadas com (\*) as capacidades indicadas foram avaliadas não contemplando o investimento avultado em novas infraestruturas, nomeadamente no reforço de potência em SE, na instalação de barramento AT ou no reforço da alimentação AT, pelo que a efetiva capacidade disponível aumentará com a realização de tais ações. Nas instalações identificadas com (\*) a ligação à RESP poderá necessitar de significativos investimentos, nomeadamente a construção de um posto de corte de alta tensão ou a significativa adaptação da instalação existente.

As capacidades de recepção das subestações da RND, no conjunto de uma zona de rede, estão limitadas à capacidade de recepção dessa zona de rede a montante, na RNT. As capacidades de recepção em cada zona de rede são estabelecidas pelo operador da RNT, e podem ser consultados no documento "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede|Situação a 31 de Dezembro de 2019".

Não se verificaram constrangimentos nos pontos de entrega da RNT uma vez que a potência ligada na RND é inferior à potência de transformação das subestações da RNT. Por conseguinte, não se incluiu essa informação neste Anexo.

Página em branco

# **ANEXO B.3.1 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2020**

**Anexo B.3.1.1 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 –  
Tabela**

**Anexo B.3.1.2 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 –  
Mapa Capacidade Recepção Disponível Rede AT**

**Anexo B.3.1.3 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 –  
Mapa Capacidade Recepção Disponível Rede MT**

Página em branco

**ANEXO B.3.1.1 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020 – TABELA**

Página em branco

Subestação				Capacidade de receção RND [MVA]						Potência Rejeitada [MVA]		Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					AT	Potência Rejeitada [MVA]		Barramento 60kV	Zona de Rede
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT				AT		ORD	GSEEN		
					30 kV	15 kV	10 kV	AT						
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0	0	-	0	-	-	0	0	1,9	0	Portimão	54
Aljezur	ALJEZUR	0	0	0	-	0	-	-	0	0	1,0	0		
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	5,2	11,8	0	0	-	-	0	0	0	8,9	15,0		
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,5	0	24,8	-	0	-	-	0	0	0	29,7		
Portimão	PORTIMÃO	0	0	0	-	0	-	-	0	0	0	0		
Aljezur	POLDRA (A)	58,4	0	1,0	-	0	-	-	0	0	0	0		
Lagos	BENSAFRIM (A)	49,0	44,0	0	-	-	-	-	0	0	0	0		
Lagos	LAGOS	19,0	0	9,9	-	0	-	-	0	0	0	6,0		
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,0	0	6,0	-	0	-	-	0	0	1,0	11,4		
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,0	0	12,0	-	0	-	-	14,0	14,0	14,0	3,5		
Silves	SILVES (*)	0,6	0	13,8	-	3,5	-	-	67,5	67,5	67,5	0	40,0	
Silves	TUNES (4)	14,0	0	0,3	-	14,0	-	-	-	-	14,0	13,7	65,0	
Albufeira	ALBUFEIRA	6,0	0	20,0	-	30,7	-	-	67,2	67,2	0	0		
Albufeira	MONTECHORO	0	0	40,0	-	8,3	-	-	46,1	46,1	0	0		
Loulé	VILAMOURA	0	14,0	20,0	-	36,7	-	-	46,1	47,2	0	14,0		
Loulé	VILAMOURA B (*)	0	0	10,0	-	18,3	-	-	40,4	40,4	0	0		
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	23,8	-	-	-	-	17,1	17,1	0	0		
Lagoa	LAGOA	0	0	10,0	-	-	-	-	17,1	17,1	0	0		
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0	0	20,4	-	17,1	-	-	17,1	17,1	0	0		
Loulé	LOULÉ	4,0	0	0	-	18,8	-	-	18,8	18,8	0	15,0		
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,8	0	19,4	-	8,8	-	-	8,8	8,8	0	8,0		
Loulé	ALMANCEL	0	0	10,0	-	18,3	-	-	44,3	44,3	0	0		
Loulé	QUARTEIRA	0	0	10,0	-	44,2	-	-	44,3	44,3	0	0		
Faro	FARO	0	0	0	-	44,2	-	-	-	-	0	0		
Faro	BRACIAIS	0	9,5	11,3	-	15,2	-	-	44,3	44,3	0	7,0		
Faro	TORRE NATAL	1,1	0	10,0	-	24,8	-	-	50,9	77,9	0	0		
Olhão	OLHAO	2,2	0	0	-	33,8	-	-	59,8	59,8	0	2,5		
Tavira	TAVIRA	0	0	10,0	-	26,0	-	-	52,0	52,0	0	61,7		
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	28,3	-	-	77,2	77,2	0	0		
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	0	17,9	-	0	-	-	29,2	51,3	77,2	3,0	101,0	
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0	0	2,0	-	34,0	-	-	45,1	45,1	0	0		
Tavira	CACHOPO	7,5	0	1,5	-	0	-	-	18,9	18,9	16,5	49,0		
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	-	23,2	23,2	0	0		
Almodôvar	ALMODÓVAR	0	0	4,5	-	0	-	-	4,0	4,0	8,7	102,5		
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,9	0	23,1	0	0	-	-	12,5	12,5	12,5	71,6	331,6	
Aljustrel	ALJUSTREL	11,9	0	32,0	0	0	-	-	2,2	2,2	2,2	33,7	197,1	
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,3	6,4	31,1	0	-	-	-	0	0	0	30,6	10,0	
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	8,5	0	28,5	0	-	-	-	0	0	0	28,5	42,0	
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	15,6	36,0	0	0	-	-	-	0	0	0	47,7	146,9	
Beja	BEJA	0	14,0	24,2	0	0	-	-	0	0	0	0	216,0	
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEIREIRA (REN) (*)	13,8	0	0	-	-	-	-	-	-	19,0	0	0	
Moura	MOURA	0	2,9	16,9	0	-	-	-	4,2	4,2	0	1,9	98,1	
Serpa	INSUA (A)	0	45,0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	0	
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	0	
Serpa	BRINCHES	12,7	0	1,0	0	-	-	-	0	0	0	49,0	0	
Serpa	SERPA	0	0	15,5	0	0	-	-	0	0	0	10,5	61,2	
Moura	AMARELEJA	35,0	14,0	3,0	0	-	-	-	0	0	0	26,6	88,0	
Portel	ALAMOS	0	0	0	-	-	-	-	30,7	30,7	0	0	0	
Requengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,1	0	17,6	0	0,3	-	-	14,3	14,3	30,7	14,2	121,3	
Santiago do Cacém	SANTIAGO	15,0	5,0	7,4	0	-	-	-	0	0	0	5,9	60,0	
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	4,5	0	15,0	0,7	0	-	-	7,9	7,9	7,9	42,7	53,5	
Sines	MONTE FEIO	17,8	0	31,4	6,2	1,3	-	-	21,9	21,9	21,9	7,9	308,7	
Alcácer do Sal	COMPORTA	0	12,5	5,5	0	-	-	-	4,0	4,0	0	1,5	15,0	
Sines	MORGAVEL (A)	0	48,9	0	-	-	-	-	0	0	0	0	0	
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	70,2	0	0	
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	0	0	0	
Estremoz	ESTREMOZ	9,9	35,9	3,0	0	0	-	-	0,6	0,6	0,6	33,7	74,0	
Arraiolos	CERÂMICA	0	18,0	19,0	0	-	-	-	12,5	12,5	12,5	25,0	198,0	
Elvas	ALÇAÇOVA	0,6	39,0	37,1	0	-	-	-	0	0	0	66,9	27,0	
Arronches	ARRONCHES	0	9,0	10,0	0	-	-	-	0	0	0	30,0	10,0	
Borba	BORBA	0	20,1	10,0	-	0,4	-	-	0,4	0,4	0,4	0	69,0	
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	0	14,8	4,0	-	0,4	-	-	0,4	0,4	0,4	0	36,0	
Alandroal	TERENA	0	7,0	15,0	0	0	-	-	0	0	0	21,2	152,2	
Évora	CAEIRA	43,4	21,2	18,8	0	0	-	-	0	0	0	11,3	134,0	
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	31,5	34,0	0	0	-	-	-	0	0	0	60,5	116,5	
Évora	ÉVORA	2,5	0	10,0	-	0	-	-	0	0	0	0	30,8	
Montemor-o-Novo	MONTEMOR	0	8,6	8,8	0	0	-	-	0	0	0	25,7	93,0	
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,0	9,0	2,3	0	0	-	-	0	0	0	0	82,7	
Setúbal	TERROÁ (*)	0	0	0	-	36,0	-	-	0	0	91,3	0	20,0	
Setúbal	SADO (SE)	84,1	3,3	6,0	0	-	-	-	0	0	0	0	22,0	
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	0	
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,5	6,2	35,9	0	0	-	-	0	0	0	0	196,8	
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	-	0	0	0	0	0	
Montijo	PEGOES	22,0	0	14,0	0	0	-	-	0	0	0	42,2	105,0	
Setúbal	ALGERUZ	0	66,0	20,0	-	-	-	-	25,0	25,0	25,0	0	20,0	
Moita	MOITA	2,5	30,0	1,9	-	0	-	-	0	0	0	0	0	
Palmela	CARRASCAS	5,0	0	38,0	0	0	-	-	0	0	0	0	59,7	
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,6	0	0	-	0	-	-	0	0	0	0	10,0	
Montijo	MONTIJO	0	0	66,0	-	0	-	-	0	0	0	0,6	34,0	
Alcochete	SÃO FRANCISCO	4,9	0	24,5	0	0	-	-	0	0	0	0	89,1	
Palmela	PINHAL NOVO	4,0	0	39,9	-	13,4	-	-	53,1	53,1	53,1	0	224,5	
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0	0	33,0	-	0	-	-	0	0	0	0	99,0	
Sesimbra	SANTANA	0	0	36,0	-	0	-	-	0	0	0	0	70,8	
Almada	AROEIRA	18,0	0	20,0	-	18,0	-	-	32,7	32,7	32,7	0	0	
Barreiro	COINA	0	3,0	36,7	-	0	-	-	0	0	0	0	461,0	
Barreiro	VILA CHÁ	0	0	24,0	-	0	-	-	0	0	0	0	0	
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	-	1,4	1,4	1,4	0	50,0	
Seixal	FOGUETEIRO	4,7	0	10,0	-	1,4	-	-	1,4	1,4	1,4	0	10,0	
Seixal	SEIXAL	0	0	10,0	-	1,4	-	-	1,4	1,4	1,4	0	19,0	
Barreiro	BARREIRO	0	0	21,9	-	0	-	-	0	0	0	0	20,0	
Barreiro	QUIMIPARQUE	0,6	0	10,0	-	0	-	-	0	0	0	0	0	
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	32,1	0	0	-	-	-	-	0	0	0	0	0	
Almada	SOBREDA	9,3	0	10,0	-	17,0	-	-	28,8	28,8	28,8	0	0	
Almada	LARANJEIRO	0	0	10,0	-	28,8	-	-	28,8	28,8	28,8	0	0	
Almada	PIEADA	0	0	0	-	-	-	-	39,1	39,1	39,1	0	0	
Almada	PORTAGEM	2,0	0	10,0	-	39,1	-	-	39,1	39,1	39,1	0	0	
Almada	MUTELA	0	0	10,0	-	26,0	-	-	39,1	39,1	39,1	0	0	
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	20,0	-	8,3	-	-	76,5	76,5	76,5	0	10,0	
Loures	MOSCAVIDE	0	0	3,2	-	-	-	-	33,1	242,8	242,8	0	0	
Lisboa	EXPO NORTE	6,1	0	0	-	-	-	-	29,9	-	29,9	0	0	
Lisboa	EXPO SUL	0	0	0,1	-	-	-	-	35,9	-	35,9	0	0	
Lisboa	GAGO COUTINHO	0	0	0	-	-	-	-	36,0	-	36,0	0	0	
Lisboa	AEROPORTO	0	0	0	-	-	-	-	72,0	-	72,0	0	0	
Loures	CAMARATE (*)	0	0	0	-	-	-	-	18,0	30,2	30,2	0	0	
Loures	ANAIA	7,5	0	0	20,8	-	-	-	22,7	22,7	22,7	0	0	
Lisboa	MARVILA	0	0	0,4	-	-	-	-	71,6	-	71,6	0	0	

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Potência Rejeitada [MVA]		Ligação RNT					
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Potência Rejeitada [MVA]		Barramento 60kV	Zona de Rede			
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT					ORD	GSEEN					
					30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT					AT		
Benavente	CARRASCAL	0	12,0	24,0	0	-	-	0	0	0	11,8	45,0	P.Alto	43		
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0	0	0	0				
Benavente	BENAVENTE (A)	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0				
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	0	0	0,9	0	-	-	0	0	0	0	0				
Salvaterra de Magos	MARINHAIS (A)	0	25,0	0	-	-	-	0	0	0	0	0				
Coruche	CORUCHE	16,0	0	8,9	0	-	-	0	0	0	0	228,2				
Cascais	BIRRE	0	1,4	0	-	-	55,2	-	-	-	0	0				
Cascais	CASCAIS	0	0	0	-	-	36,0	-	-	-	0	50,0				
Cascais	ESTORIL	0	0	0	-	-	36,0	-	-	-	0	0				
Cascais	ALCOITÃO	0	0	0	-	-	36,0	107,4	-	-	0	0				
Cascais	ABÓBODA (*)	4,8	0	0,1	-	-	31,0	67,0	67,0	-	0	0				
Cascais	PAREDE	0	0	0	-	-	36,0	-	-	-	0	0				
Sintra	CAPA ROTA	0	0	6,2	-	-	29,7	66,3	66,3	-	0	0				
Sintra	RANHOLAS	0	0	0	-	-	0	-	-	-	0	0				
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	70,1	-	-	0	0				
Oeiras	FIGUEIRINHA	0	0	0,9	-	-	64,6	-	-	-	0	0				
Oeiras	LEIÃO	1,0	0	1,2	-	-	33,8	47,3	-	-	0	0				
Sintra	SÃO MARCOS	0,7	0	0	-	-	35,3	-	-	-	0	0				
Sintra	RIO MOURO	0	0	0	-	-	36,0	49,5	49,5	-	49,5	0	21,0			
Sintra	QUELUZ	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	36,0	0	0			
Amadora	VENTEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	36,0	0	0			
Amadora	REBOLEIRA	3,3	0	0,1	-	-	32,5	-	32,5	-	32,5	0	0			
Amadora	CASAL SÃO BRAS	1,8	0	6,9	-	-	63,2	-	63,2	-	63,2	0	0			
Sintra	CACEM	0	0	1,1	-	-	47,0	47,0	47,0	-	47,0	0	0			
Sintra	MEM MARTINS	0	20,0	0	-	-	46,3	46,3	46,3	-	0	0				
Sintra	SABUGO	38,4	4,0	5,6	-	-	0	46,3	46,3	-	4,0	17,9				
Sintra	PERO PINHEIRO	0	0	7,0	-	-	-	19,7	19,7	-	7,0	26,5				
Sintra	JANAS	0	0	9,0	-	-	-	27,0	27,0	-	0	49,0				
Mafra	GODIGANA (*)	0	0	11,1	-	-	-	6,8	13,1	13,1	-	0	29,8			
Lisboa	ZAMBUAL	0	0	0	-	-	72,0	203,1	203,1	-	0	0				
Oeiras	BARCARENA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Oeiras	MIRAFLORES	2,9	0	0,1	-	-	69,0	-	69,0	-	0	0				
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,7	0	0	-	-	70,3	-	70,3	-	0	0				
Lisboa	SÃO CIRO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	BOAVISTA (Lisboa)	0	0	0	-	-	54,0	-	54,0	-	0	0				
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	PALHAVÁ	0	0	0	-	-	-	194,8	194,8	-	0	0				
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	AMOREIRAS	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	PARQUE	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0	-	0	0				
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0	0	-	-	70,1	-	70,1	-	0	0				
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	NORTE	0	2,4	4,5	-	-	69,6	-	69,6	-	0	0				
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Lisboa	LUZ	0	2,0	0	-	-	70,0	-	70,0	-	0	0				
Lisboa	COLOMBO	6,8	0	0	-	-	29,1	-	29,1	-	0	0				
Torres Vedras	MATAÇAS	64,6	0	10,2	0	-	-	0	-	-	0	22,5				
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0	-	-	0	0				
Lourinhã	LOURINHÃ	19,3	0	0	0	-	-	0	-	-	0	0				
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,1	0	11,0	-	-	0	0	-	-	0	17,0				
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0	0	1,9	-	-	0	0	-	-	0	0				
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0	0	18,0	-	-	0	0	-	-	1,0	0				
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0	-	-	0	0				
Mafra	TELHEIRO	6,1	0	0,8	-	-	-	0	0	-	0	0,8				
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,4	0	0	0	-	-	9,5	9,5	-	9,5	9,0	0			
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	206,8	206,8	-	0	0				
Lisboa	ENTRECAMPOS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0	-	0	0				
Lisboa	VALE ESCURO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9	-	0	0				
Lisboa	TELHEIRAS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0	-	0	0				
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9	-	0	0				
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	-	0	0				
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0	0	1,8	-	-	34,2	47,4	47,4	-	0	0				
Odivelas	ARROJA	0	0	0	-	-	49,2	49,2	49,2	-	0	0				
Loures	FANHÕES (PS)	63,0	0	0	-	-	-	91,7	91,7	-	0	0				
Loures	FANHÕES (SE)	38,0	0	29,0	-	-	0	29,3	29,3	-	15,0	0				
Loures	LOURES	4,8	0	0	-	-	43,3	43,3	43,3	-	0	32,2				
Loures	MERCADO	13,9	0	2,0	-	-	16,6	16,6	50,2	-	0	0				
Vila Franca de Xira	POVOA	10,8	0	0,4	0	-	18,0	50,2	-	-	0	5,0				
Odivelas	CANEÇAS	0	0	10,0	-	-	8,0	30,7	30,7	-	2,5	4,0				
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	4,7	0	29,0	-	-	6,8	6,8	-	-	0	3,0				
Mafra	GRADIL	2,1	0	5,0	-	-	6,8	6,8	6,8	-	0	0				
Mafra	MAFRA	15,0	6,0	2,0	-	-	6,8	6,8	-	-	0	55,1				
Alenquer	MERCEANA	0	4,0	43,0	0	-	-	1,6	1,6	-	0	1,3				
Alenquer	VALE TEJO	10,2	0	52,8	6,7	-	-	6,7	6,7	-	0	0				
Alenquer	CHEGANÇAS	0	18,0	0	0	-	-	6,7	6,7	-	20,0	0				
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0	0	10,0	4,0	-	-	4,0	4,0	4,0	-	0	0			
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0	25,0	0	-	-	-	4,0	-	-	0	130,0				
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,9	0	26,5	4,0	-	-	4,0	-	-	1,0	88,5				
Azambuja	ESPADANAL	0	0	13,5	4,8	-	-	4,8	-	-	0	0				
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	0	0	34,9	18,1	0	-	4,8	-	-	37,6	159,9				
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0	0	18,0	-	0	-	0	0	-	12,5	60,0				
Santarém	FONTAINHAS	0,1	0	17,2	0	-	-	0	0	-	0	418,0				
Santarém	ALCANEDE	0	0	18,0	0	-	-	0	0	-	3,0	67,1				
Santarém	SÃO BENTO	1,7	0	18,6	0	0	-	0	0	-	0	71,0				
Santarém	ALCANHÕES (A)	0	18,0	0	-	-	-	0	0	-	0	0				
Almeirim	ALMEIRIM	2,2	1,5	32,3	0	-	-	0	0	-	31,7	27,4				
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0	0	13,5	0	-	-	0	0	-	10,6	70,5				
Salvaterra de Magos	GRANHO (A)	0	20,0	0	-	-	-	0	0	-	0	0				
Santarém	VALE FIGUEIRA	0	0	13,8	0	-	-	0	0	-	5,0	20,5				
Rio Maior	RIO MAIOR	0,1	0	32,5	0	-	-	0	0	-	7,9	10,0				
Cadaval	CADAVAL	20,8	2,0	5,3	0	-	-	0	0	-	5,0	5,0				
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0	0	0	35,9	-	-	-	41,2	-	41,2	0	41,0			
Obidos	SANCHEIRA	0	15,0	5,8	0	-	-	0	0	-	0,8	37,0				
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0	0	0	0	-	-	0	0	-	0	11,3				
Peniche	ATOUGUIA	50,8	0	28,8	0	0	-	0	0	-	1,0	14,9				
Alcobaça	TURQUEL	8,0	31,7	1,0	0	-	-	0	0	-	0	10,0				
Alcobaça	CELA	2,2	0	0	0	-	-	0	0	-	1,0	44,0				
Portalegre	SÃO VICENTE	9,3	0	14,9	0	-	-	0	0	-	4,0	104,3				
Nisa	ALPALHÃO	22,9	0	12,7	0	-	-	0	0	-	0	426,8				
Mação	PRACAÑA	71,2	0	9,0	0	-	-	0	0	-	0	0				
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	23,9	0	3,0	0	-	-	0	0	-	1,0	5,0				
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	0	0	-	0	0				



Subestação		Capacidade de receção RND [MVA]										Potência Rejeitada [MVA]		Ligação RNT			
		Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV					Zona de Rede	
					30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT								AT
Concelho	Nome	Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT	ORD	GUSEN					
	Porto de Mós	SAO JORGE	6,3	10,0	16,0	2,0	-	-	2,0	2,0		76,2					
	Alcobaca	ALCOBAÇA	0	0	0	2,0	-	-	2,0	2,0	2,0	0	10,0				
	Alcobaca	CASAL DA AREIA	14,2	5,0	4,5	0,5	0,5	-	0,5	0,5		0	70,7				
	Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	24,2	24,2	24,2	0	110,9				
	Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,3	0	29,0	12,3	-	-	12,3	12,3	31,4	0	385,1				
	Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	0	17,4	31,4	-	-	31,4	31,4		0	145,2	Batalha	29		
	Leiria	AZÓIA	0,1	0	31,7	17,9	14,6	-	34,5	34,5	34,5	0	42,7				
	Leiria	PARCEIROS	0,2	45,0	0	-	17,9	-	34,5	34,5		0	101,0				
	Ourém	FÁTIMA	12,3	26,0	0	2,2	-	-	2,2	2,2	2,2	0	45,0				
	Leiria	ANDRINOS	2,3	23,0	0	0	33,3	-	33,3	33,3	33,3	0	334,3				
	Leiria	PINHEIROS	0	0	10,8	-	7,1	-	33,3			0	17,9				
	Leiria	ORTIGOSA	0	10,0	13,1	-	12,8	-	24,9	27,5		3,0	69,9				
	Pombal	RANHA	9,8	0	34,2	0	-	-	27,5		27,5	0,9	62,0	Pombal	27		
	Pombal	POMBAL	10,7	0	21,0	27,5	-	-	27,5	27,5		0	50,2				
	Pombal	SICO	21,5	0	0	-	-	-	6,1	6,1		0	0				
	Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	0	0		0	0				
	Alcanena	VILA MOREIRA	0	6,0	5,0	0	-	-	0	0		0	33,5				
	Tomar	SANTA CITA	3,0	2,3	12,6	0	-	-	0	0	0	11,2	75,8				
	Torres Novas	ALMONDA	5,2	0	0	-	-	-	0	0		0	0				
	Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,2	0	6,8	-	0	-	0	0		0,5	68,3				
	Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,8	0	7,0	0	-	-	0	0		0	91,1				
	Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	23,9	3,3	13,0	0	-	-	0	0	0	1,0	21,2				
	Ourém	OUREM	0	0	17,6	0	-	-	0	0		0	114,6				
	Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	6,1	0,2	5,9	0	0	-	0	0	0	0	1,0				
	Serã	SERTÁ	13,3	0	15,0	-	0	-	0	0		7,2	26,0				
	Abrantes	OLHO BOI	0	0	50,2	0	-	-	0	0		0	18,6				
	Mação	BELVER	88,6	0	4,1	0	-	-	0	0		12,7	8,0				
	Ponte de Sôr	PONTE SOR	0	0	10,3	0	-	-	0	0	0	0,6	220,0				
	Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,6	0	8,4	0	-	-	0	0		0	226,0				
	Avis	MARANHAO	12,9	0	12,6	0	-	-	0	0		1,3	50,0				
	Alvaiázere	ALVAIAZERE	19,4	0	0	-	2,5	-	2,5	2,5		0	0				
	Ansião	PONTÃO	19,1	0	0	-	0	-	2,5	2,5	2,5	0	1,0				
	Pedregão Grande	PEDROGÃO	0	0	8,1	-	0	-	-	2,5		0	0				
	Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	53,4	53,4	53,4	0	0				
	Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0	2,0	0	-	0	-	0	0		0	9,0				
	Lousã	LOUSÁ	76,7	0	2,2	-	0	-	0	0	0	0	7,0				
	Gois	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	0	0		0	0				
	Gois	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	0	0		0	0				
	Coimbra	TAVEIRO	0,9	10,0	4,8	-	0	-	0	0	0	0	20,0				
	Soure	ALFARELOS	2,0	16,0	0	-	0	-	0	0		5,8	36,8				
	Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,1	7,8	0	-	1,2	-	1,2	1,2	1,2	7,0	29,3				
	Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0	0	0	-	36,0	-	46,5			0	0				
	Coimbra	CORRENTE	0	0	10,0	-	0	-	28,3	-	46,5	0	28,0				
	Coimbra	ANTANHOL	0	10,0	0	-	18,3	-	46,5		46,5	0	84,0				
	Coimbra	RELVINHA	3,4	5,0	16,3	-	48,4	-	46,5	46,5		0	49,5				
	Coimbra	ALEGRIA	0	0	0	-	0	-	0	0		0	0				
	Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	0	-	0	0		0	0				
	Penacova	AGUIEIRA	1,7	0	2,1	-	0	-	0	0		0	0				
	Mortágua	MORTAGUA (SE)	3,9	0	0,4	-	0	-	0	0		0	40,0				
	Mortágua	MORTAGUA (PC)	10,0	0	0	-	0	-	0	0		0	0				
	Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,2	18,0	0	-	0	-	0	0		0	46,0				
	Figueira da Foz	SÃO JULIAO	0	0	0	-	0	-	0	0		0	9,0				
	Figueira da Foz	GALA	5,3	0	10,9	0	-	-	0	0		0	32,0				
	Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	0	0		0	30,0				
	Soure	SOURE	2,1	0	29,2	14,7	-	-	16,8	16,8	16,8	0	99,0				
	Pombal	LOURICAL	0	0	46,0	0	-	-	45,1	45,1	45,1	21,3	77,7				
	Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRICO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	-	13,7	0	0				
	Anadia	MOGOFORES	1,8	0	0	-	23,7	-	23,7	23,7	23,7	0	33,0				
	Mealhada	PAMPILHOSA	45,0	0	0	-	23,7	-	23,7	23,7		0	24,5				
	Cantanhede	CANTANHEDE	0	30,0	11,0	-	0	-	0	0		0	32,0				
	Cantanhede	TOCHA	8,5	30,6	0	-	0	-	0	0		0	8,0				
	Mira	MIRA	0	0	0	-	0	-	0	0		0	36,5				
	Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,1	2,4	10,0	-	0	-	0	0		0	17,0				
	Agueda	BARRÓ	38,7	0	7,0	-	4,4	-	4,4	4,4		0	0				
	Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,8	6,6	0	-	4,4	-	4,4	4,4	10,7	0	0				
	Agueda	AGUEDA	17,7	4,4	0	-	10,7	-	10,7	10,7		0	4,0				
	Ilhavo	ILHAVO	6,1	5,0	25,9	-	44,7	-	61,6			0	0				
	Ilhavo	GAFANHA	0	0	0	-	23,7	-	23,7	61,6		0	0				
	Aveiro	AVEIRO	0,1	0	0	-	45,7	-	45,7			0	0				
	Aveiro	ESQUEJIA	37,0	5,0	7,5	-	11,0	-	42,3	42,3	42,3	0	0				
	Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,9	0	11,0	-	0	-	0	0		0	2,0				
	Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0	0	15,0	-	0	-	0	0		0	6,0				
	Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	0,9	0	6,0	-	0	-	0	0	0	0	40,0				
	Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,4	0	0,2	-	0	-	0	0		0	0				
	Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,7	0	0	-	0	-	0	0		0	27,0				
	Santa Maria da Feira	ACAIL	0	36,1	0	-	-	-	19,8	19,8	19,8	0	0				
	Estarreja	AVANCA	12,8	14,4	7,0	-	0	-	0	0		0	0				
	Ovar	OVAR	4,4	15,0	1,0	-	0	-	0	0	0	0	0				
	Ovar	ARADA	0	38,6	6,0	-	0	-	0	0		18,4	0				
	Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	41,1	0	0				
	Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0	0	6,0	-	0	-	0	0		0	1,0				
	Tábua	CANDOSA	28,2	0	2,0	-	0	-	0	0		5,9	0				
	Arganil	FRONHAS (*)	0,9	0	1,8	-	15,3	-	-	25,2	25,2	0	17,0				
	Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	-	27,3	0	0				
	Castelo Branco	ALCAINS	0	0	28,4	0	0	-	20,0	20,0	20,0	34,8	284,1				
	Castelo Branco	TALAGUEIRA	8,0	0	48,7	0	-	-	9,2	9,2		48,3	186,0				
	Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	9,2	9,2		9,0	2,0				
	Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RODÃO	4,6	45,5	8,0	0	-	-	0	0		0	17,5				
	Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,8	0	15,3	0	-	-	9,2	9,2		44,6	174,7				
	Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0	0	-	0	-	19,4	19,4	19,4	0	94,4				
	Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	46,9	0	0	-	0	-	0	0		4,0	0				
	Fundão	FUNDAO	16,5	0	19,4	-	0	-	0	0	0	48,0	41,0				
	Covilhã	TORTOSENDO	8,9	0	33,0	-	16,1	-	16,1	16,1		0	115,0				
	Covilhã	VARZEA	0	0	28,4	-	0	-	0	0		25,5	56,9				
	Belmonte	BELMONTE	31,5	0	2,0	-	0	-	0	0	16,1	10,9	10,0				
	Sabugal	SABUGAL	22,3	0	0,2	-	0	-	0	0		6,8	9,5				
	Penamacor	MEIMOA	0	0	0	-	0	-	-	-		23,3	7,0				
	Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN) (*)	34,7	0	0	-	-	-	-	-	13,9	0	0				
	Viseu	VISO	4,6	0	12,8	-	54,6	-	75,6	75,6		0	83,0				
	Sátão	SÁTÃO	0	0	13,5	-	0	-	20,0	20,0		6,5	0				
	Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	20,0	20,0	75,6	0	0				
	Viseu	VISEU	0	0	0	-	28,3	-	-	50,6		0	28,5				
	Viseu	ORGENS	0	0	20,9	-	7,4	-	75,6	75,6		0	126,2				
	Vouzela	VOUZELA	9,2	0	6,0	-	0	-	0	0		8,0	20,7				
	Viseu	GUMIEI	25,2	0	30,2	-	0	-	0	0	0	0	3,0				
	Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,3	0	0	0	0	-	0	0		0	7,0				
	Vouzela	FORNELO DO MONTE	90,1	0	0	-	-	-	47,0	47,0	47,0	0	0				
	Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	0	0				
	Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7	0	0				

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]										Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Potência Rejeitada [MVA]		Barramento 60kV	Zona de Rede
					MT						AT	ORD		
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT				
Tondela	TONDELA	4,3	0	7,0	-	0,7	-	0,7	0,7	0,7	0	10,4		
Seia	SABUGUEIRO	28,0	0	0,1	-	0	-	0	0	0	0	0		
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Gouveia	GOUVEIA	0	0	7,8	-	0	-	0	0	0	0	0		
Seia	SEIA	76,4	0	3,0	-	0	-	0	0	0	0	4,4	V. Chã	19
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Mangualde	MANGUALDE	22,9	0	10,3	-	0	-	0	0	0	0	3042,2		
Nelas	NELAS II	0,9	0	35,7	-	0	-	0	0	0	0	15,0		
Celorico da Beira	CELORICO	0	0	18,0	-	0	-	0	0	0	6,4	5,0		
Guarda	GUARDA	104,4	0	1,0	-	0	-	0	0	0	0	3,6		
Guarda	CASAL DE CINZA	0	0	0	-	0	-	0	0	0	0	42,0		
Sabugal	CERDEIRA	0	0	2,0	-	0	-	0	0	0	5,0	43,0		
Trancoso	TRANCOSO	0	0	0	-	0	-	0	0	0	1,0	0		
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Pinhel	PINHEL	19,3	0	0	-	0	-	0	0	0	13,0	91,0		
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	0	-	0	0	0	13,7	0		
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	24,8	0	6,0	13,5	-	18,5	18,5	18,5	0	5,0	0		
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	0	-	2,6	2,6	2,6	0	23,0		
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Lamego	VAROSA	69,3	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0		
Lamego	LAMEGO	34,4	0	0	0	-	0	0	0	0	1,0	0		
Alijó	PINHÃO	0,4	0	14,0	12,5	-	18,0	18,0	18,0	0	0	14,9		
Vila Real	TELHEIRA	48,2	0	0	0	-	0	0	0	0	0	20,0		
Vila Real	JORJAIS	30,0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	131,6		
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	91,9	0	4,3	0	-	89,6	89,6	89,6	0	70,3	0	Vila P. Aguiar	15
Chaves	VIDAGO	17,2	0	0,8	-	16,0	-	16,0	16,0	16,0	0	0		
Chaves	CHAVES	23,0	0	1,1	-	0	-	0	0	0	0	1,0		
Montalegre	MORGADE	13,0	0	0,4	-	0	-	0	0	0	0	0		
Montalegre	LEIRANCO	27,5	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Valpaços	VALPAÇOS	10,0	0	15,9	-	12,6	-	22,6	22,6	22,6	0	89,7		
Mogadouro	MOGADOURO	4,4	60,0	18,1	0	-	0	0	0	0	24,4	0	Mogadouro	16
Bragança	BRAGANÇA	20,5	0	19,8	5,5	-	5,5	5,5	5,5	0	104,1	0		
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEROS	2,0	0	10,2	19,3	-	29,5	29,5	29,5	0	60,0	0		
Mirandela	MIRANDELA	2,1	25,0	2,0	21,0	-	21,0	21,0	21,0	0	0	46,6		
Torre de Moncorvo	ACOREIRA (2)	8,3	9,6	0	0	-	0	0	0	0	7,7	0		
Mãda	MARVÃO (*)	0,3	1,1	7,7	0	-	41,1	41,1	41,1	0	16,0	236,3		
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	0	-	0	0	0	24,7	0		
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0	0	0	-	56,6	-	86,5	86,5	0	0	0		
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	0	0	-	36,0	-	51,4	51,4	86,5	0	0		
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	56,7	-	86,5	86,5	0	0	0		
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0	0	0	-	56,7	-	86,5	86,5	0	0	0		
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAISO	0	0	0	-	56,7	-	91,8	91,8	91,8	0	0		
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,1	42,0	0,2	-	2,5	-	2,5	2,5	2,5	0	0		
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,2	14,5	4,0	-	9,6	-	71,9	71,9	0	1,8	0		
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,0	0	1,0	-	21,3	-	69,5	69,5	71,9	0	0		
Espinho	ESPINHO	1,6	0	0,5	-	54,5	-	71,9	71,9	0	4,9	0		
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	0	0	5,7	-	51,0	-	86,1	86,1	86,1	0	0		
Santa Maria da Feira	RIO MEO	9,9	0	5,8	-	39,0	-	39,0	39,0	39,0	0	0		
Santa Maria da Feira	FEIRA	0	44,5	0	-	0	-	39,0	39,0	0	3,0	1,0		
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0	0	0,7	-	0	-	0	0	0	0	0		
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,8	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Santa Maria da Feira	SÃO JOAO DA MADEIRA	0	16,9	0	-	0	-	0	0	0	25,4	0		
Arouca	AROUCA	8,5	0	2,7	-	2,3	-	17,3	17,3	59,0	0	20,0		
Santa Maria da Feira	INHA	3,0	0	26,0	-	0	-	59,0	59,0	0	2,1	0		
Gondomar	GONDOMAR	3,0	0	0	-	53,6	-	54,6	54,6	54,6	0	0		
Gondomar	FANZERES	0	25,9	7,2	-	17,1	-	17,1	17,1	17,1	0	0,5		
Gondomar	JOVIM	0	50,1	0	-	0	-	0	0	0	15,7	0		
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,2	0	0	-	54,5	-	117,8	117,8	117,8	0	0		
Porto	ANTAS	0	0	0,3	-	80,6	-	126,7	126,7	126,7	0	0		
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0	0	0	-	54,0	-	76,4	76,4	76,4	0	0		
Porto	PARANHOS	7,1	0	1,5	-	45,4	-	76,4	76,4	76,4	0	0		
Porto	PRELADA	0	0	0	-	0	-	192,9	192,9	192,9	0	0		
Porto	LAPA	0	0	0	-	56,7	-	65,0	65,0	65,0	0	0		
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	71,5	71,5	71,5	0	0		
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,3	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Porto	BOAVISTA (Porto)	0	0	0	-	73,0	-	73,0	73,0	73,0	0	0		
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	0	-	83,5	83,5	83,5	0	0		
Porto	CAMPO ALEGRE	0	0	3,4	-	69,2	-	69,2	69,2	69,2	0	0		
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,2	0	0	-	18,1	-	63,3	63,3	136,8	0	0		
Matosinhos	MATOSINHOS	0	0	0	-	56,7	-	73,5	73,5	73,5	0	0		
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,0	0	0	-	35,0	-	35,0	35,0	35,0	0	0		
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,6	0	0	-	71,4	-	99,6	99,6	99,6	0	0		
Matosinhos	AMIEIRA	0	0	0	-	41,7	-	41,7	41,7	41,7	0	0		
Maia	MAIA	7,4	0	0,9	-	76,7	-	77,8	77,8	77,8	0	0		
Vila do Conde	MINDELO	0	0	0	-	28,3	-	45,8	45,8	45,8	0	0		
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,2	0	1,5	-	50,9	-	66,6	66,6	66,6	0	5,4		
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,1	2,1	24,1	-	50,3	-	80,8	80,8	80,8	0	0		
Vila do Conde	MOSTEIRO	0	0	9,5	-	47,2	-	62,9	62,9	62,9	0	0		
Valongo	ALFENA	3,2	1,3	4,0	-	48,2	-	75,0	75,0	75,0	0	0		
Maia	GUEIFAES	0,3	0	1,8	-	39,6	-	39,6	39,6	39,6	0	0		
Trofa	MURO	6,1	50,6	9,4	-	0	-	0	0	0	9,3	42,9		
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	16,4	0	7,0	-	46,1	-	46,1	46,1	46,1	0	108,0		
Santo Tirso	AREIAS (NORTE)	4,7	0	0	-	40,3	-	46,1	46,1	46,1	0	0		
Vila Nova de Famalicão	CANICÓS	14,5	1,3	2,4	-	38,6	-	46,1	46,1	46,1	0	10,0		
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	9,0	0	2,6	-	25,7	-	51,9	51,9	51,9	0	5,0		
Vila Nova de Famalicão	REQUIJO	13,5	0	6,9	-	46,2	-	51,9	51,9	51,9	0	12,2		
Braga	LAMAS	0	0	5,0	-	51,7	-	78,9	78,9	78,9	0	39,0		
Guimarães	SÃO JOAO DE PONTE	4,6	10,8	12,4	-	0	-	0	0	0	0	0		
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Vieira do Minho	ERMAL	22,5	0	4,1	-	0	-	0	0	0	0	0,9		
Guimarães	PEVIDÉM	21,7	0	15,7	-	0	-	0	0	0	0	2,0		
Guimarães	LAMEIRINHO	14,7	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	59,2	0	3,5	-	0	-	33,5	33,5	33,5	0	0		
Felgueiras	SOUSA	0	0	3,0	-	25,3	-	33,5	33,5	33,5	0	3,0		
Guimarães	GUIMARAES	13,1	0	5,7	-	37,8	-	80,4	80,4	80,4	0	0		
Fafe	FAFE	5,5	0	12,7	-	31,3	-	31,3	31,3	31,3	0,9	67,4		
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	0	-	0	0	0	0	0		
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,0	0	8,7	-	0	-	0	0	0	2,1	13,1		
Felgueiras	FELGUEIRAS	3,0	0	0	-	18,0	-	18,0	18,0	18,0	0	0		
Mondim de Basto	CAMPANHO	58,5	0	0	-	0	-	18,0	18,0	18,0	0	0		
Amarante	CARNEIRO	14,0	0	1,0	-	3,0	-	18,0	18,0	18,0	0	0		
Amarante	AMARANTE	4,6	0	0	-	16,3	-	16,3	16,3	16,3	0	0		

Subestação		Capacidade de receção RND [MVA]										Potência Rejeitada [MVA]		Ligação RNT			
		Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo						Barramento 60kV	Zona de Rede
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT	AT	ORD						
30 kV	15 kV	10 kV	AT	MT+AT	AT												
Valongo	VALONGO	4,0	95,2	2,3	-	0	-	0	0	0	1,5	0					
Paredes	REBORDOSA	6,1	0	0	-	47,9	-	66,6	66,6		0	0					
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0	0	0	-	28,3	-	49,5	66,6	72,8	0	28,3	Recarei	8			
Paredes	LORDELO	0	63,6	2,0	-	6,1	-	6,1	6,1		0	0					
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,0	0	0	-	6,1	-	6,1	6,1		0	42,0					
Lousada	LOUSADA	0	28,3	0	-	0	-	21,8	21,8		45,7	28,3					
Penafiel	BUSTELO	0	19,4	1,5	-	15,0	-	51,1	51,1	51,0	0	19,4					
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	14,5	0	14,2	-	27,9	-	71,5	71,5		0	45,0	Torrão	13			
Castelo de Paiva	FORNOS	14,8	3,3	0	-	0	-	24,3	24,3	24,3	0	177,6					
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	70,2	0	0	-	-	-	30,0	30,0		0	0					
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	69,0	0	0	-	-	-	31,2	31,2	61,2	0	0					
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESSES	7,4	0	5,0	-	28,6	-	86,3	86,3		0	53,4	Carrapateiro	14			
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	-		28,3	0					
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	-		9,1	0					
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0	0,8	-	0	-	-	0	0	0	0,8	Frades	4			
Botlicas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0		0	0					
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	0	4,0	-	6,4	-	37,9	37,9	37,9	0	20,6					
Amareos	AMARES	2,3	0	10,0	-	29,6	-	29,6	29,6		0	8,1					
Braga	LAMAÇAS	0	0	0	-	56,7	-	124,1	124,1	124,1	0	3,0					
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,5	0,6	0	-	47,6	-	124,1	124,1		0	0					
Braga	BRAGA	0	0	0	-	56,7	-	-	56,8		0	0					
Vila Verde	TURIZ	0	0	0	-	28,3	-	49,5	49,5	49,5	0	42,0	Oleiros	6			
Barcelos	LIJO	3,8	0	0	-	24,6	-	42,7	42,7		0	0					
Barcelos	ALVELOS	9,4	10,6	6,2	-	40,4	-	42,7	42,7	104,9	0	0					
Barcelos	PENIDE	8,0	0	2,5	-	46,1	-	62,2	62,2		0	0,9					
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,4	0	0	-	20,3	-	20,3	20,3		0	0					
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,2	0	0	-	14,6	-	14,6	14,6		0	0					
Caminha	ORBACEM	35,5	0	0	-	-	-	0	0	20,3	0	0					
Caminha	ÂNCORA	0	0	0	-	0	-	0	0		0	0					
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,5	0	0	-	0	-	0	0		0	0					
Valeença	VALENÇA	4,7	0	0	-	0	-	0	0		0	0					
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,4	0	6,0	-	27,5	-	61,9	61,9	61,9	0	30,0					
Esposende	FORTE BOA	2,4	0	0	-	33,6	-	61,9	61,9		0	31,2					
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0		0	0					
Ponte de Lima	FEITOSA	1,7	0	15,1	-	0	-	0	0	0	0	7,0					
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0	0	0	-	9,6	-	9,6	9,6		0	7,0					
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,0	0	3,8	-	9,6	-	9,6	9,6		0	18,5					
Monção	TROVISCOSO	0	0	3,0	-	9,6	-	9,6	9,6		0	50,0					
Melgaco	ROUSSAS	0	0	0	-	9,6	-	9,6	9,6	11,7	0	0					
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	9,6	9,6		0	0					
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	11,7	11,7		0	0					

**Observações:**

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção ou Título de Reserva de Capacidade válido.  
 A Potência de Ligação "Em Confirmação" refere-se a compromissos de ligação na rede não ligados, mas com reserva de capacidade atribuída nos processos concorrenciais de 2019 e 2020 e capacidade atribuída a Unidades de Pequena de Produção ao abrigo do DL 172/2006, na redação do DL 76/2019 ou outros compromissos com a DGEG.

Potência Rejeitada - Capacidade associada a pedidos de ligação à RND rejeitada por pronúncia não conforme do ORD ou por pronúncia não conforme do Gestor Global do Sistema Eléctrico Nacional (GGSEN).

(\*) - A ligação à RESP poderá necessitar de significativos investimentos, nomeadamente a construção de posto de corte de alta tensão ou a significativa adaptação da instalação existente.

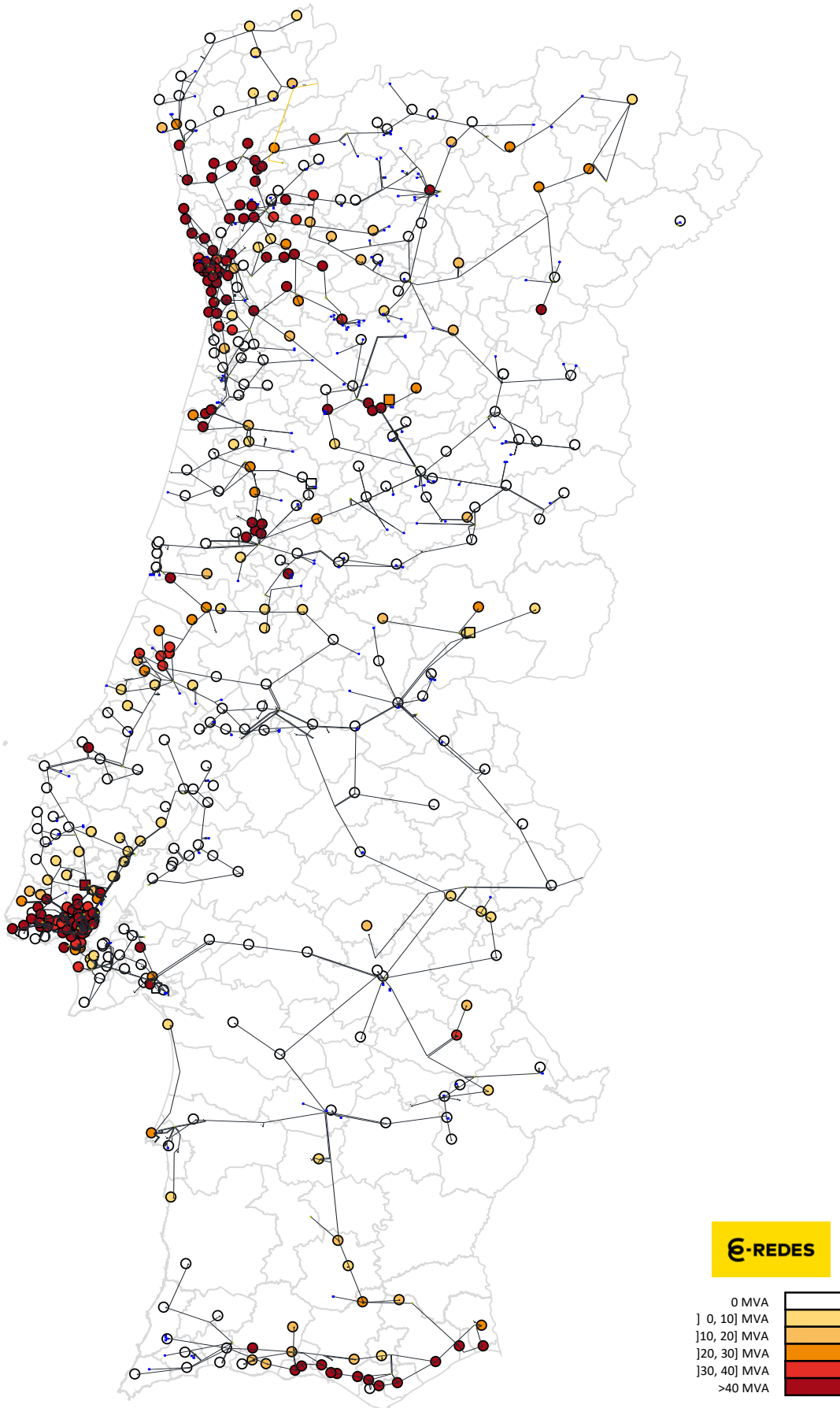
- (1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.
- (2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).
- (3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).
- (4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).

(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2020.

Página em branco

**ANEXO B.3.1.2 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020 – MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE AT**

Página em branco

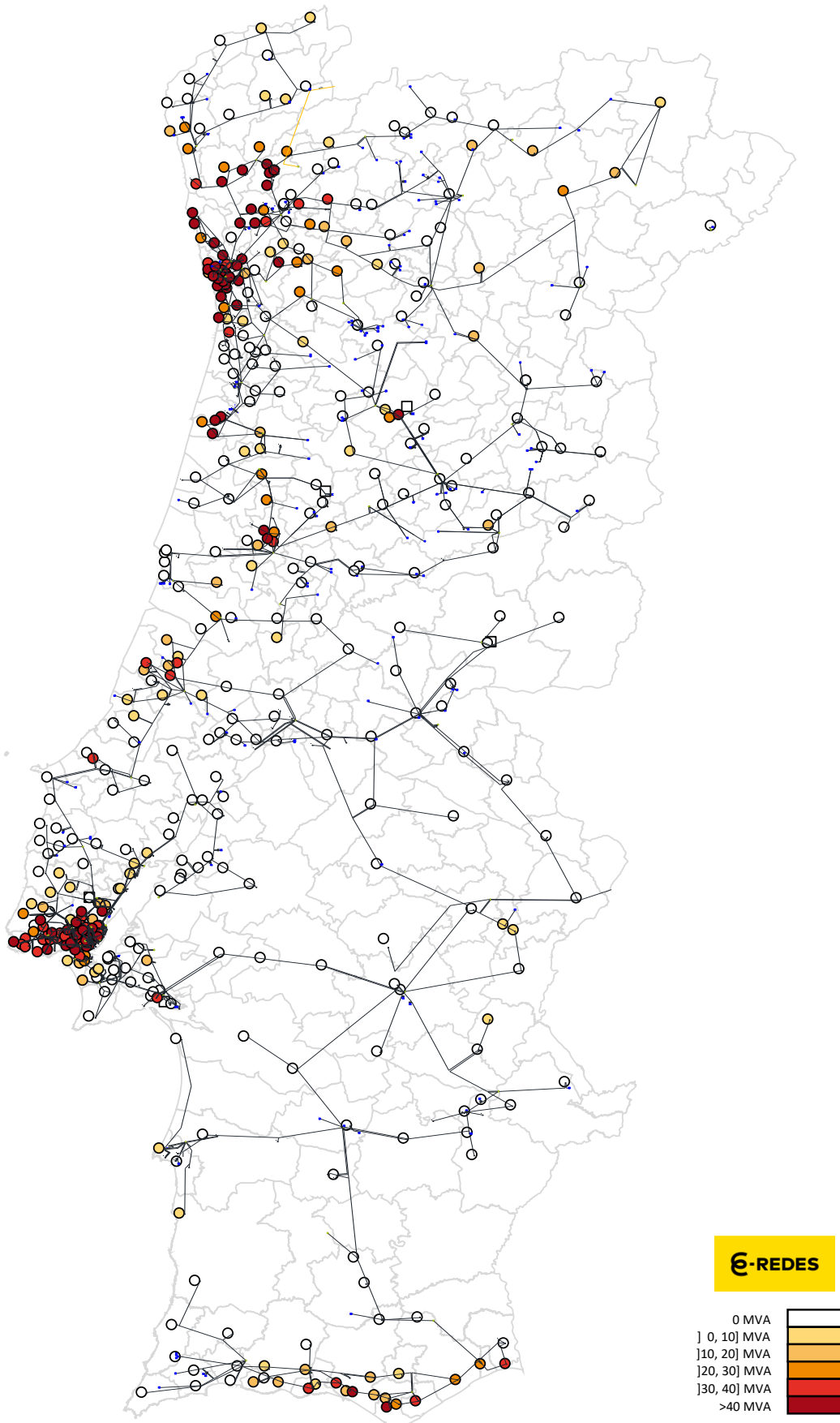


Página em branco



**ANEXO B.3.1.3 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2020 – MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE MT**

Página em branco



Página em branco

# **ANEXO B.3.2 – CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025**

**Anexo B.3.2.1 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 –  
Tabela**

**Anexo B.3.2.2 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 –  
Mapa Capacidade Recepção Disponível Rede AT**

**Anexo B.3.2.3 – Capacidade de recepção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 –  
Mapa Capacidade Recepção Disponível Rede MT**

Página em branco

**ANEXO B.3.2.1 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025 – TABELA**

Página em branco



Subestação		Capacidade de receção RND [MVA]								Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV	Zona de Rede	
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT				AT
					30 kV	15 kV	10 kV						
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0	0	-	0	-	-	0				
Aljezur	ALJEZUR	0	0	0	-	0	-	-	0	0			
Odemira	SÃO TEOFILO	5,2	11,8	0	0	0	-	-	0				
Aljezur	POLDRA (A)	58,4	0	1,0	-	9,0	-	37,5	37,5	37,5	Portimão	54	
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	5,5	0	24,8	-	7,6	-	47,4	47,4				
Portimão	PORTIMÃO (*)	0	0	0	-	47,4	-	47,4	47,4				
Lagos	BENSAFRIM (A)	49,0	44,0	0	-	-	-	0	0	47,4			
Lagos	LAGOS	19,0	0	9,9	-	0	-	0	0				
Lagos	PORTELAS (B)	0	0	0	-	0	-	0	0	0			
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,0	0	6,0	-	0	-	0	0				
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,0	0	12,0	-	0	-	14,0	14,0	14,0			
Silves	SILVES (*)	0,6	0	13,8	-	3,5	-	67,5	67,5	67,5			
Silves	TUNES (4)	14,0	0	0,3	-	14,0	-	-	-	14,0			
Albufeira	ALBUFEIRA	6,0	0	20,0	-	30,7	-	67,2	67,2				
Albufeira	MONTECHORO	0	0	40,0	-	8,3	-	46,1	46,1				
	PADERNE (B)	0	14	0,0	-	-	-	46,1	46,1	47,2			
Loulé	VILAMOURA	0	0,0	20,0	-	36,7	-	46,1	46,1				
Loulé	VILAMOURA B (*)	0	0	10,0	-	18,3	-	40,4	40,4				
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	23,8	-	-	-	17,1	17,1				
Lagoa	LAGOA	0	0	10,0	-	17,1	-	-	-	17,1			
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0	0	20,4	-	17,1	-	17,1	17,1				
Loulé	LOULÉ	4,0	0	0	-	18,8	-	18,8	18,8	18,8			
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	6,8	0	19,4	-	8,8	-	8,8	8,8	18,8			
Loulé	ALMANCIL	0	0	10,0	-	18,3	-	44,3	44,3				
Loulé	QUARTEIRA	0	0	10,0	-	44,2	-	44,3	44,3				
Faro	FARO	0	0	0	-	44,2	-	-	-				
Faro	BRACIAIS	0	9,5	11,3	-	15,2	-	44,3	44,3				
Faro	TORRE NATAL	1,1	0	10,0	-	24,8	-	50,9	50,9	77,9			
Olhão	OLHÃO	2,2	0	0	-	33,8	-	59,8	59,8				
Tavira	TAVIRA	0	0	10,0	-	26,0	-	52,0	52,0				
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	28,3	-	77,2	77,2				
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	0	17,9	-	0	-	29,2	29,2	51,3			
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0	0	2,0	-	34,0	-	45,1	45,1				
Tavira	CACHOPO	7,5	0	1,5	-	9,0	-	-	-	18,9			
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	23,2	23,2	23,2			
Almodôvar	ALMODÓVAR	0	0	4,5	-	0	-	-	-	4,0			
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,9	0	23,1	-	12,5	0	-	-	12,5			
Grândola	LOUSAL (B)	5,0	5,0	0	8,0	0	-	18,5	18,5	18,5			
Aljustrel	ALJUSTREL	11,9	0	32,0	0	0	-	2,2	2,2	2,2			
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,3	6,4	31,1	0	-	-	0	0	0			
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	8,5	0	28,5	0	-	-	0	0	0			
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	15,6	36,0	0	0	-	-	21,1	21,1	55,7			
Beja	BEJA	0	14,0	24,2	30,6	6,9	-	34,5	34,5	19,0			
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN) (*)	13,8	8,0	0	-	-	-	-	-	-			
Moura	MOURA	0	2,9	16,9	4,2	-	-	4,2	4,2	4,2			
Serpa	INSUA (A)	0	45,0	0	-	-	-	0	0	0			
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	0	0	0			
Serpa	BRINCHES	12,7	0	1,0	0	-	-	0	0	0			
Serpa	SERPA	0	0	15,5	0	0	-	0	0	0			
Moura	AMARELEJA	35,0	14,0	3,0	0	-	-	0	0	0			
Portel	PORTEL (B)	0	0	0	18,0	-	-	30,7	30,7	30,7			
Portel	ALAMOS	0	0	0	-	-	-	30,7	30,7	30,7			
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	0,1	0	17,6	0	0,3	-	14,3	14,3	14,3			
Santiago do Cacém	SANTIAGO	10,0	0	7,4	18,5	-	-	52,7	52,7	52,7			
Grândola	GRÂNDOLA (B)	0	0	0	18,0	-	-	47,9	47,9	47,9			
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	4,5	0	15,0	0,7	0	-	8,0	8,0	8,0			
Sines	MORGAVEL (A)	0	48,9	0	-	-	-	0	0	0			
Sines	SINES ZILS (B)	0	0	0	27,3	-	-	27,3	27,3	27,3			
Sines	MONTE FEIO	17,8	0	31,4	6,2	1,3	-	21,9	21,9	21,9			
Alcácer do Sal	COMPORTA	0	12,5	5,5	0	-	-	4,0	4,0	4,0			
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-			
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-			
Santiago do Cacém	SANTO ANDRÉ (B)	0	0	0	28,3	-	-	95,7	95,7	95,7			
Estremoz	ESTREMOZ	9,9	35,9	3,0	0,6	0	-	0,6	0,6	0,6			
Sousel	SOUSEL (B)	0	41,0	0	18,0	-	-	32,2	32,2	32,2			
Avis	MARANHÃO	12,9	0	12,6	0	-	-	23,8	23,8	23,8			
Elvas	ALCAÇOVA	0,6	39,0	37,1	0	-	-	22,0	22,0	22,0			
Arronches	ARRONCHES	0	9,0	10,0	0	-	-	79,7	79,7	79,7			
Borba	BORBA	0	20,1	10,0	-	0,4	-	0,4	0,4	0,4			
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	0	14,8	4,0	-	0,4	-	0,4	0,4	0,4			
Alandroal	TERENA	0	7,0	15,0	0	0	-	0	0	0			
Évora	CAEIRA	43,4	21,2	18,8	0	0	-	0	0	0			
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	31,5	34,0	0	0	-	-	0	0	0			
Évora	ÉVORA	2,5	0	10,0	-	0	-	-	-	-			
Arraiolos	CERÂMICA	0	18,0	19,0	0	-	-	12,5	12,5	12,5			
Montemor-o-Novo	MONTEMOR	0	8,6	8,8	0	0	-	0	0	0			
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,0	9,0	2,3	0	0	-	0	0	0			
Setúbal	TERROA (*)	0	0	0	-	36,0	-	91,3	91,3	91,3			
Setúbal	SADO (SE)	84,1	3,3	6,0	0	-	-	0	0	0			
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	0	0	0			
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	3,5	6,2	35,9	0	0	-	0	0	0			
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	0	0	0			
Montijo	PEGÕES	22,0	0	14,0	0	0	-	0	0	0			
Setúbal	ALGERUZ	0	66,0	20,0	-	-	-	25,0	25,0	25,0			
Moita	MOITA	2,5	30,0	1,9	-	0	-	0	0	0			
Palmela	CARRASCAS	5,0	0	38,0	0	0	-	0	0	0			
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,6	0	0	-	0	-	0	0	0			
Montijo	MONTIJO	0	0	66,0	-	0	-	0	0	0			
Alcochete	SÃO FRANCISCO	4,9	0	24,5	0	0	-	0	0	0			
Palmela	PINHAL NOVO	4,0	0	39,9	-	13,4	-	53,1	53,1	53,1			
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0	0	33,0	-	0	-	0	0	0			
Sesimbra	SANTANA	0	0	36,0	-	0	-	0	0	0			
Almada	AROEIRA	18,0	0	20,0	-	18,0	-	32,7	32,7	32,7			
Barreiro	COINA	0	3,0	36,7	-	0	-	0	0	0			
Barreiro	VILA CHÁ	0	0	24,0	-	0	-	0	0	0			
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	1,4	1,4	1,4			
Seixal	FOGUETEIRO	4,7	0	10,0	-	1,4	-	-	-	1,4			
Seixal	SEIXAL	0	0	10,0	-	1,4	-	-	-	1,4			
Barreiro	BARREIRO	0	0	21,9	-	0	-	0	0	0			
Barreiro	QUIMPARQUE	0,6	0	10,0	-	0	-	0	0	0			
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	32,1	0	0	-	-	-	0	0	0			

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação				Grupo	Barramento 60kV	Zona de Rede	
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT				
					30 kV	15 kV	10 kV					
Almada	SOBREDA	9,3	0	10,0	-	17,0	-	28,8	28,8	28,8		
Almada	LARANJEIRO	0	0	10,5	-	28,8	-	-	28,8			
Almada	PIEADA	0	0	0	-	-	-	39,1	39,1			
Almada	PORTAGEM	2,0	0	10,0	-	39,1	-	-	39,1	39,1		
Almada	MUTELA	0	0	10,0	-	26,0	-	-	39,1			
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	20,0	-	8,3	-	76,5	76,5	76,5		
Loures	MOSCAVIDE	0	0	3,2	-	-	33,1	242,8	242,8			
Lisboa	EXPO NORTE	6,1	0	0	-	-	29,9	-	29,9			
Lisboa	EXPO SUL	0	0	0,1	-	-	53,9	-	53,9			
Lisboa	GAGO COUTINHO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Lisboa	AEROPORTO	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0			
Loures	CAMARATE (*)	0	0	0	-	-	18,0	30,2	30,2			
Loures	ANAIA	7,5	0	0	20,8	-	22,7	-	22,7			
Lisboa	MARVILA	0	0	0,4	-	-	71,6	-	71,6			
Benavente	CARRASCAL	0	12,0	24,0	0	-	-	55,1	55,1			
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0			
Benavente	BENAVENTE (A)	0	0	0	0	-	-	0	0			
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	0	0	0,9	0	-	-	0	0	55,1	P.Alto	43
Salvaterra de Magos	MARINHAIAS (A)	0	25,0	0	-	-	-	0	0			
Benavente	SANTO ESTEVÃO (B)	0	0	0	0	-	-	0	0			
Coruche	CORUCHE	16,0	0	8,9	0	-	-	0	0			
Cascais	CAPARIDE (B)	0	0	0	-	-	36,0	-	-			
Cascais	BIRRE	0	1,4	0	-	-	55,2	-	-			
Cascais	CASCAIS	0	0	0	-	-	36,0	-	-	107,4		
Cascais	ESTORIL	0	0	0	-	-	36,0	-	-			
Cascais	ALCOITÃO	0	0	0	-	-	36,0	107,4	-			
Cascais	ABÓBODA (*)	4,8	0	0,1	-	-	31,0	67,0	-			
Cascais	PAREDE	0	0	0	-	-	36,0	-	-	67,0		
Sintra	CAPA ROTA	0	0	6,2	-	-	29,7	66,3	-	66,3		
Sintra	RANHOLAS	0	0	0	-	-	0	-	-			
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	70,1	-			
Oeiras	FIGUEIRINHA	0	0	0,9	-	-	64,6	-	-	70,1		
Oeiras	LEIÃO	1,0	0	1,2	-	-	33,8	47,3	-			
Sintra	SÃO MARCOS	0,7	0	0	-	-	35,3	-	-			
Sintra	RIO MOURO	0	0	0	-	-	36,0	49,5	49,5	49,5		
Sintra	QUELUZ	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	36,0		
Amadora	VENTEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	36,0		
Amadora	REBOLEIRA	3,3	0	0,1	-	-	32,5	-	32,5	32,5		
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,8	0	6,9	-	-	63,2	-	63,2	63,2		
Sintra	CACÉM	0	0	1,1	-	-	47,0	47,0	47,0	47,0		
Sintra	MEM MARTINS	0	20,0	0	-	-	46,3	46,3	46,3			
Sintra	SABUGO	38,4	4,0	5,6	-	-	0	46,3	46,3			
Sintra	PERO PINHEIRO	0	0	7,0	-	-	19,7	19,7	19,7	46,3		
Sintra	JANAS	0	0	9,0	-	-	27,0	27,0	27,0			
Maifa	GODIGANA (*)	0	0	11,1	-	-	6,8	13,1	13,1			
Lisboa	ZAMBUJAL	0	0	0	-	-	72,0	203,1	203,1			
Oeiras	BARCARENA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Oeiras	MIRAFLORES	2,9	0	0,1	-	-	69,0	-	69,0			
Lisboa	CENTRAL TEJO	1,7	0	0	-	-	70,3	-	70,3	203,1	Zambujal	39
Lisboa	SÃO CIRO	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Lisboa	BOAVISTA (Lisboa)	0	0	0	-	-	54,0	-	54,0			
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Lisboa	PALHAVA	0	0	0	-	-	-	194,8	194,8			
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0	0	0	-	-	54,0	-	54,0			
Lisboa	AMOREIRAS	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Lisboa	PARQUE	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0			
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0	0	-	-	70,1	-	70,1			
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	194,8	Sete Rios	39
Lisboa	NORTE	0	2,4	18,5	-	-	69,6	-	69,6			
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Lisboa	LUZ	0	2,0	0	-	-	70,0	-	70,0			
Lisboa	COLOMBO	6,8	0	0	-	-	29,1	-	29,1			
Torres Vedras	MATAÇAES	64,6	0	10,2	0	-	-	0	0			
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0	0			
Lourinhã	LOURINHÃ	19,3	0	0	0	-	-	0	0			
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	30,1	0	11,0	-	-	0	0	0			
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0	0	1,9	-	-	0	0	0			
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0	0	18,0	-	-	0	0	0			
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0	0			
Maifa	TELHEIRO	6,1	0	0,8	-	-	-	0	0			
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	79,4	0	0	0	-	-	9,5	9,5	9,5		
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	205,8	205,8			
Lisboa	ENTRECAMPOS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0			
Lisboa	VALE ESCURO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9			
Lisboa	TELHEIRAS	0	0	0	-	-	72,0	-	72,0			
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0	0	0,1	-	-	35,9	-	35,9			
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0			
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0	0	1,8	-	-	34,2	47,4	47,4			
Odivelas	ARROJA	0	0	0	-	-	49,2	49,2	49,2			
Lisboa	PENA (B)	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0	36,0	Alto S. João	
Loures	FANHÕES (PS)	63,0	0	0	-	-	-	91,7	91,7			
Loures	FANHÕES (SE)	38,0	0	29,0	-	-	0	29,3	29,3			
Loures	LOURES	4,8	0	0	-	-	43,3	43,3	43,3			
Loures	MERCADO	13,9	0	2,0	-	-	16,6	16,6	16,6			
Vila Franca de Xira	PÓVOA	10,8	0	0,4	0	-	18,0	50,2	50,2			
Odivelas	CANEÇAS	0	0	10,0	-	-	8,0	30,7	30,7	91,7	Fanhões	37
Maifa	VENDA DO PINHEIRO	4,7	0	29,0	-	-	6,8	6,8	6,8			
Maifa	GRADIL	2,1	0	5,0	-	-	6,8	6,8	6,8			
Maifa	MAFRA	15,0	6,0	2,0	-	-	6,8	6,8	6,8			
Alenquer	MERCEANA	0	4,0	43,0	0	-	-	1,6	1,6			
Alenquer	VALE TEJO	10,2	0	52,8	6,7	-	-	6,7	6,7			
Alenquer	CHEGANÇAS	0	18,0	0	0	-	-	6,7	6,7			
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0	0	10,0	4,0	-	4,0	4,0	4,0			
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0	25,0	0	-	-	-	4,0	4,0	4,0		
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	6,9	18,0	26,5	4,0	-	-	4,0	4,0			
Azambuja	ESPADANAL	0	0	13,5	4,8	-	-	4,8	4,8			
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	0	34,9	18,1	0	-	-	4,8	4,8			

Subestação		Capacidade de receção RND [MVA]							Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação				Grupo	Barramento 60kV	Zona de Rede	
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT				
					30 kV	15 kV	10 kV					
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0	0	18,0	-	0	-	0	0	0	Santarém	35
Santarém	FONTANHAS	0,1	0	17,2	0	-	-	0	0			
Santarém	ALCANEDE	0	0	18,0	0	-	-	-	0			
Santarém	SAO BENTO	1,7	0	18,6	0	0	-	-	0			
Santarém	ALCANHÓES (A)	0	18,0	0	-	-	-	-	0			
Almeirim	ALMEIRIM	2,2	1,5	32,3	0	-	-	-	0			
Alpiarça	ALPIARÇA (B)	0	0	0	0	-	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0	0	13,5	0	-	-	-	0			
Salvaterra de Magos	GRANHO (A)	0	20,0	0	-	-	-	-	0			
Santarém	VALE FIGUEIRA	0	0	13,8	-	0	-	-	-			
Rio Maior	RIO MAIOR	0,1	0	32,5	0	-	-	-	0			
Cadaval	CADAVAL	20,8	2,0	5,3	0	-	-	-	0			
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0	0	0	35,9	-	-	-	41,2			
Óbidos	SANCHEIRA	0	15,0	5,8	0	-	-	-	0			
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0	0	0	0	-	-	-	0			
Peniche	ATOUGUIA	50,8	0	28,8	0	0	-	-	0			
Alcobaça	TURQUEL	8,0	31,7	1,0	0	-	-	-	0			
Alcobaça	CELA	2,2	0	0	0	-	-	-	0			
Portalegre	SÃO VICENTE	9,3	0	14,9	11,3	-	-	-	11,3			
Portalegre	PORTALEGRE ZI (B)	0	0	0	11,3	-	-	-	11,3			
Nisa	ALPALHÃO	22,9	0	12,7	2,4	-	-	-	11,3			
Mação	PRACANA	71,2	0	9,0	4,9	-	-	-	15,5			
Proença-a-Nova	VALE SERRAÓ	23,9	0	3,0	2,8	-	-	-	14,0			
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	-	15,5			
Porto de Mós	SAO JORGE	6,3	10,0	16,0	2,0	-	-	-	2,0			
Porto de Mós	PC SIRPLASTE (B)	0	0	0	-	-	-	-	2,1			
Alcobaça	ALCOBAÇA	0	0	0	2,0	-	-	-	2,0			
Alcobaça	CASAL DA AREIA	14,2	5,0	4,5	0,5	0,5	-	-	0,5			
Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	-	24,2			
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	3,3	0	29,0	12,3	-	-	-	12,3			
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	1,2	0	17,4	31,4	-	-	-	31,4			
Leiria	AZÓIA	0,1	0	31,7	17,9	14,6	-	-	34,5			
Leiria	PARCEIROS	0,2	45,0	0	-	17,9	-	-	34,5			
Ourém	FÁTIMA	12,3	26,0	0	2,2	-	-	-	2,2			
Leiria	ANDRINOS	2,3	23,0	0	0	33,3	-	-	33,3			
Leiria	PINHEIROS	0	0	10,8	-	7,1	-	-	33,3			
Leiria	ORTIGOSA	0	10,0	13,1	-	12,8	-	-	24,9			
Pombal	RANHA	9,8	0	34,2	0	-	-	-	27,5			
Pombal	POMBAL	10,7	0	21,0	27,5	-	-	-	27,5			
Pombal	SICO	21,5	0	0	-	-	-	-	6,1			
Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	-	0			
Alcanena	VILA MOREIRA	0	6,0	5,0	0	-	-	-	0			
Tomar	SANTA CITA	3,0	2,3	12,6	0	-	-	-	0			
Torres Novas	ALMONDA	5,2	0	0	-	-	-	-	0			
Torres Novas	SERRADA GRANDE	14,2	0	6,8	-	0	-	-	0			
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	2,8	0	7,0	0	-	-	-	0			
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	23,9	3,3	13,0	0	-	-	-	0			
Ourém	OURÉM	0	0	17,6	14,1	-	-	-	14,1			
Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	6,1	0,2	5,9	14,1	13,6	-	-	14,1			
Sertão	SERTÃO	13,3	0	15,0	0	-	-	-	0			
Abraantes	OLHO BOI	0	0	50,2	0	-	-	-	0			
Mação	BELVER	88,6	0	4,1	0	-	-	-	0			
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0	0	10,3	0	-	-	-	0			
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	0,6	0	8,4	0	-	-	-	0			
Alvaiázere	ALVAIAZERE	19,4	0	0	-	2,5	-	-	2,5			
Ansião	PONTÃO	19,1	0	0	-	0	-	-	2,5			
Pedrogão Grande	PEDRÓGÃO	0	0	8,1	-	0	-	-	2,5			
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	-	53,4			
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0	2,0	0	-	0	-	-	0			
Lousã	LOUSÃ	76,7	0	2,2	-	0	-	-	0			
Goís	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	-	0			
Goís	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	-	0			
Coimbra	TAVEIRO	0,9	10,0	4,8	-	0	-	-	0			
Soure	ALFARELOS	2,0	16,0	0	-	0	-	-	0			
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	19,1	7,8	0	-	1,2	-	-	1,2			
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0	0	0	-	36,0	-	-	46,5			
Coimbra	CORRENTE	0	0	10,0	-	28,3	-	-	46,5			
Coimbra	ANTANHOL	0	10,0	0	-	18,3	-	-	46,5			
Coimbra	RELVINHA	3,4	5,0	16,3	-	46,5	-	-	46,5			
Coimbra	ALEGRIA	0	0	0	-	48,4	-	-	48,4			
Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	-	-	-	0			
Penacova	AGUIEIRA	1,7	0	2,1	-	0	-	-	0			
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	3,9	0	0,4	-	0	-	-	0			
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,0	0	0	-	-	-	-	0			
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,2	18,0	0	-	0	-	-	0			
Figueira da Foz	GALA	5,3	0	10,9	0	-	-	-	0			
Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	-	0			
Soure	SOURE	2,1	0	29,2	14,7	-	-	-	16,8			
Pombal	LOURICAL	0	0	46,0	0	-	-	-	45,1			
Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	13,7			
Anadia	MOGOFORES	1,8	0	0	-	23,7	-	-	23,7			
Mealhada	PAMPILHOSA	45,0	0	0	-	23,7	-	-	23,7			
Cantanhede	CANTANHEDE	0	30,0	11,0	-	0	-	-	0			
Cantanhede	TOCHA	8,5	30,6	0	-	0	-	-	0			
Mira	MIRA	0	0	0	-	0	-	-	0			
Oliveira do Bairro	BUSTOS	0,1	2,4	10,0	-	0	-	-	0			
Águeda	BARRÓ	38,7	0	7,0	-	4,4	-	-	4,4			
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	5,8	6,6	0	-	4,4	-	-	4,4			
Águeda	ÁGUEDA	17,7	4,4	0	-	10,7	-	-	10,7			
Ilhavo	ILHAVO	6,1	5,0	25,9	-	44,7	-	-	61,6			
Ilhavo	GAFANHA	0	0	0	-	23,7	-	-	61,6			
Aveiro	AVEIRO	0,1	0	0	-	45,7	-	-	45,7			
Aveiro	ESGUEIRA	37,0	5,0	7,5	-	42,3	-	-	42,3			
Estarreja	ECO PARQUE (B)	0	0	0	-	26,3	-	-	97,2			
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	3,9	0	11,0	-	0	-	-	0			
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	0	0	15,0	-	0	-	-	0			
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	9,9	0	6,0	-	0	-	-	0			
Vale de Cambra	VALE DE CAMBRA	53,4	0	0,2	-	0	-	-	0			
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	4,7	0	0	-	0	-	-	0			
Santa Maria da Feira	ACAIL	0	36,1	0	-	-	-	-	19,8			
Estarreja	AVANCA	12,8	14,4	7,0	-	0	-	-	0			
Ovar	OVAR	4,4	15,0	1,0	-	0	-	-	0			
Ovar	ARADA	0	38,6	6,0	-	0	-	-	0			
Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	78,9	0	-	-	-	-	41,1			

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT				
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV	Zona de Rede	
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT				AT
					30 kV	15 kV	10 kV						
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	0	0	6,0	-	0	-	-	0	0			
Tábua	CANDOSA	28,2	0	2,0	-	0	-	-	0	0			
Arganil	SARZEDO (B)	0	0	0	-	18,0	-	32,4	32,4	32,4	Tábua	20	
Arganil	FRONHAS (*)	0,9	0	1,8	-	15,3	-	-	25,2	0			
Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	-	-	27,3		
Castelo Branco	ALCAINS	0	0	28,4	0	0	-	20,0	20,0	20,0			
Castelo Branco	TALAGUEIRA	8,0	0	48,7	0	-	-	9,2	9,2	0			
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	9,2	9,2	0			
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RODÃO	4,6	45,5	8,0	0	-	-	0	0	9,2	C. Branco	31	
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,8	0	15,3	0	-	-	9,2	9,2	0			
Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0	0	-	0	-	19,4	19,4	19,4			
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	46,9	0	0	-	0	-	0	0	0			
Fundão	FUNDAO	16,5	0	19,4	-	0	-	0	0	0			
Covilhã	TORTOSENDO	8,9	0	33,0	-	8,9	-	8,9	8,9	0			
Covilhã	VARZEA	0	0	28,4	-	0	-	0	0	0			
Belmonte	BELMONTE	31,5	0	2,0	-	0	-	0	0	0			
Manteigas	MANTEIGAS (B)	7,1	0	0,1	-	0	-	0	0	0			
Sabugal	SABUGAL	22,3	0	0,2	-	0	-	0	0	0			
Penamacor	MEIMOA	0	0	0	-	0	-	-	-	0			
Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN)	34,7	0	0	-	-	-	-	-	13,9			
Viseu	VISO	4,6	0	12,8	-	54,6	-	75,6	75,6	0			
Sátão	SATAO	0	0	13,5	-	0	-	20,0	20,0	0			
Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	20,0	20,0	0			
Viseu	VISEU	0	0	0	-	28,3	-	-	50,6	0			
Viseu	ORGENS	0	0	20,9	-	7,4	-	75,6	75,6	0			
Vouzela	VOUZELA	9,2	0	6,0	-	0	-	0	0	0			
Viseu	GUMIEI	25,2	0	30,2	-	0	-	0	0	0			
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,3	0	0	0	-	-	0	0	0			
Vouzela	FORNELO DO MONTE	90,1	0	0	-	-	-	47,0	47,0	47,0			
Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7			
Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	7,7			
Tondela	TONDELA	4,3	0	7,0	-	0,7	-	0,7	0,7	0,7			
Seia	SABUGUEIRO	41,8	0	0	-	-	-	0	0	0			
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0	0			
Gouveia	GOUVEIA	0	0	7,8	-	0	-	0	0	0			
Seia	SEIA	55,4	0	3,0	-	0	-	0	0	0			
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0	0	0	-	0	-	-	-	0			
Mangualde	MANGUALDE	22,9	0	10,3	-	0	-	0	0	0			
Nelas	NELAS II	0,9	0	35,7	-	0	-	0	0	0			
Celorico da Beira	CELORICO	0	0	18,0	-	0	-	0	0	0			
Guarda	GUARDA	104,4	0	1,0	-	0	-	0	0	0			
Guarda	CASAL DE CINZA	0	0	0	-	0	-	0	0	0			
Sabugal	CERDEIRA	0	0	2,0	-	0	-	-	-	0			
Trancoso	TRANCOSO	0	0	0	-	0	-	0	0	0			
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	-	-	0	0	0			
Pinhel	PINHEL	19,3	0	0	-	0	-	-	-	0			
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	-	-	-	-	13,7			
Mormentosa da Beira	VILA DA RUA	24,8	0	6,0	13,5	-	-	18,5	18,5	18,5			
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	-	-	2,6	2,6	2,6			
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	-	-	0	0	0			
Lamego	VAROSA	69,3	0	0	0	-	-	0	0	0			
Lamego	LAMEGO	34,4	0	0	0	-	-	0	0	0			
Alfândega	PINHÃO	0,4	0	14,0	12,5	-	-	18,0	18,0	18,0			
Vila Real	TELHEIRA	48,2	0	0	0	-	-	0	0	0			
Vila Real	JORJAIS	30,0	0	0	0	-	-	0	0	0			
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	91,9	0	4,3	0	-	-	89,6	89,6	89,6	Vila P. Aguiar	15	
Chaves	VIDAGO	17,2	0	0,8	-	16,0	-	16,0	16,0	16,0			
Chaves	CHAVES	23,0	0	1,1	-	0	-	0	0	0			
Montalegre	MORGAGE	13,0	0	0,4	-	0	-	0	0	0			
Montalegre	LEIRANCO	27,5	0	0	-	-	-	0	0	0			
Valpaços	VALPAÇOS	10,0	0	15,9	-	22,6	-	22,6	22,6	22,6			
Mogadouro	MOGADOURO	4,4	60,0	18,1	0	-	-	0	0	0	Mogadouro	16	
Bragança	BRAGANÇA	20,5	0	19,8	5,5	-	-	5,5	5,5	5,5	Macedo	16	
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,0	0	10,2	19,3	-	-	29,5	29,5	29,5			
Vila Flor	VILA FLOR (B)	0	0	0	18,0	-	-	21,0	21,0	21,0			
Mirandela	MIRANDELA	2,1	25,0	2,0	21,0	-	-	21,0	21,0	21,0			
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	8,3	9,6	0	0	-	-	0	0	0			
Méda	MARVÃO (*)	0,3	1,1	7,7	0,0	-	-	41,1	41,1	41,1	Pocinho	17	
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	-	-	-	-	24,7			
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	0	0	0	-	56,6	-	70,0	70,0	0			
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	0	0	-	36,0	-	51,4	51,4	0			
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	56,7	-	70,0	70,0	0			
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0	0	0	-	56,7	-	80,0	80,0	0			
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAISO	0	0	0	-	56,7	-	90,0	90,0	90,0			
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	1,1	42,0	0,2	-	2,5	-	2,5	2,5	0			
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	0,2	14,5	4,0	-	9,6	-	35,0	35,0	0			
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,0	0	1,0	-	21,3	-	60,0	60,0	60,0			
Espinho	ESPINHO	1,6	0	0,5	-	54,5	-	55,0	55,0	0			
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	108,3	0	5,7	-	0	-	0	0	0			
Santa Maria da Feira	RIO MEAO	9,9	0	5,8	-	39,0	-	39,0	39,0	0			
Santa Maria da Feira	FEIRA	0	44,5	0	-	0	-	39,0	39,0	0			
São João da Madeira	DEVESA VELHA	0	0	0,7	-	0	-	0	0	0			
Oliveira de Azeméis	CARREGOSA	45,8	0	0	-	0	-	0	0	0			
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0	16,9	0	-	0	-	0	0	0			
Arouca	AROUCA	8,5	0	2,7	-	2,3	-	17,3	17,3	0			
Santa Maria da Feira	INHA	3,0	0	26,0	-	0	-	59,0	59,0	59,0			
Gondomar	GONDOMAR	3,0	0	0	-	53,6	-	54,6	54,6	54,6			
Gondomar	FANZERES	0	25,9	7,2	-	17,1	-	17,1	17,1	17,1			
Gondomar	JOVIM	0	50,1	0	-	0	-	0	0	0			
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,2	0	0	-	54,5	-	117,8	117,8	117,8			
Porto	ANTAS	0	0	0,3	-	80,6	-	139,4	139,4	139,4			
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0	0	0	-	54,0	-	66,0	66,0	66,0			
Porto	PARANHOS	7,1	0	1,5	-	45,4	-	56,4	56,4	56,4			
Porto	PRELADA	0	0	0	-	-	-	202,3	202,3	202,3			
Porto	LAPA	0	0	0	-	56,7	-	65,0	65,0	65,0			
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	65,0	65,0	65,0			
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,3	0	0	-	47,7	-	58,7	58,7	58,7			

Subestação		Capacidade de receção RND [MVA]							Ligação RNT			
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação			Grupo		Barramento 60kV	Zona de Rede	
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT			
					30 kV	15 kV	10 kV					
Porto	BOAVISTA (Porto)	0	0	0	-	69,5	-	-	69,5	78,2	Custóias	9
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	-	-	-	78,2			
Porto	CAMPO ALEGRE	0	0	3,4	-	62,6	-	-	62,6			
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,2	0	0	-	18,1	-	-	63,3	136,8		
Matosinhos	MATOSINHOS	0	0	0	-	56,7	-	-	73,5			
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	112,0	0	0	-	35,0	-	-	35,0			
Matosinhos	CUSTÓIAS	0,6	0	0	-	71,4	-	-	99,6	165,9	Vermoim	9
Maia	MAIA	7,4	0	0,9	-	76,7	-	83,5	83,5			
Vila do Conde	MINDELO	0	0	0	-	28,3	-	41,7	41,7			
Vila do Conde	MOSTEIRO	0	0	9,5	-	47,2	-	62,9	62,9	47,2		
Maia	GUEIFÃES	0,3	0	1,8	-	47,2	-	47,3	47,3			
Matosinhos	AMIEIRA (*)	0,0	0	0,0	-	41,7	-	41,7	41,7			
Valongo	ALFENA	3,2	1,3	4,0	-	48	-	75,0	75,0	113,4	Famalicão	
Trofa	MURO	6,1	50,6	9,4	-	0	-	5,4	5,4			
Vila do Conde	VILA DO CONDE	4,2	0	1,5	-	50,9	-	67,0	67,0			
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	0,1	2,1	24,1	-	46,4	-	46,4	46,4	140,4		
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	16,4	0	7,0	-	38,7	-	140,4	140,4			
Santo Tirso	AREIAS (NORTE)	4,7	0	0	-	40,3	-	69,5	69,5			
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,5	1,3	2,4	-	38,6	-	69,5	69,5	51,9		
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	9,0	0	2,6	-	25,7	-	51,9	51,9			
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	13,5	0	6,9	-	46,2	-	51,9	51,9			
Braga	LAMAS	0	0	5,0	-	51,7	-	78,9	78,9	0	Riba de Ave	10
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	4,6	10,8	12,4	-	0	-	0	0			
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	-	-	0	0			
Vieira do Minho	ERMAL	22,5	0	4,1	-	0	-	0	0	33,5		
Guimarães	PEVIDÉM	21,7	0	15,7	-	0	-	0	0			
Guimarães	LAMEIRINHO	14,7	0	0	-	0	-	0	0			
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	59,2	0	3,5	-	0	-	33,5	33,5	80,3		
Felgueiras	SOUSA	0	0	3,0	-	25,3	-	33,5	33,5			
Guimarães	GUIMARÃES	13,1	0	5,7	-	37,8	-	80,4	80,4			
Fafe	FAFE	5,5	0	12,7	-	31,3	-	31,3	31,3	31,3	Fafe	10
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	-	-	0	0			
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,0	0	8,7	-	-	-	0	0			
Felgueiras	FELGUEIRAS	3,0	0	0	-	18,0	-	18,0	18,0	18,0		
Mondim de Basto	CAMPANHÓ	58,5	0	0	-	-	-	18,0	18,0			
Amarante	CARNEIRO	14,0	0	1,0	-	3,0	-	18,0	18,0			
Amarante	AMARANTE	4,6	0	0	-	18,0	-	18,0	18,0	0		
Valongo	VALONGO	4,0	95,2	2,3	-	0	-	0	0			
Paredes	REBORDOSA	6,1	0	0	-	47,9	-	66,6	66,6			
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0	0	0	-	28,3	-	49,5	49,5			
Paredes	LORDELO	0	63,6	2,0	-	6,1	-	6,1	6,1			
Pacos de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,0	0	0	-	6,1	-	6,1	6,1	51,0		
Lousada	LOUSADA	0	28,3	0	-	0	-	21,8	21,8			
Penafiel	BUSTELO	0	19,4	1,5	-	15,0	-	51,1	51,1			
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	14,5	0	14,2	-	27,9	-	71,5	71,5	24,3	Torrão	13
Castelo de Paiva	FORNOS	14,8	3,3	0	-	0	-	24,3	24,3			
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	139,2	0	0	-	-	-	31,2	31,2			
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	139,2	0	0	-	-	-	31,2	31,2	62,4	Carrapatelo	14
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	7,4	0	5,0	-	28,6	-	86,3	86,3			
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	28,3			
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	9,1	0	Frades	4
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0	0,8	-	0	-	0	0			
Boticas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0			
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	0	4,0	-	6,4	-	37,9	37,9	124,1	Oleiros	6
Amarelos	AMARELOS	2,3	0	10,0	-	29,6	-	29,6	29,6			
Braga	LAMAÇÃES	0	0	0	-	56,7	-	124,1	124,1			
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	8,5	0,6	0	-	47,6	-	124,1	124,1	49,5		
Braga	BRAGA	0	0	0	-	56,7	-	56,8	56,8			
Vila Verde	TURIZ	0	0	0	-	28,3	-	49,5	49,5			
Barcelos	LÍJO	3,8	0	0	-	24,6	-	42,7	42,7	104,9		
Barcelos	ALVELOS	9,4	10,6	6,2	-	40,4	-	42,7	42,7			
Barcelos	PENIDE	8,0	0	2,5	-	46,1	-	62,2	62,2			
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	30,4	0	0	-	20,3	-	20,3	20,3	14,6		
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,2	0	0	-	14,6	-	14,6	14,6			
Caminha	ORBACEM	35,5	0	0	-	-	-	0	0			
Caminha	ÂNCORA	0	0	0	-	0	-	0	0	0	V. Fria	6
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,5	0	0	-	0	-	0	0			
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA (B)	0	0	0	-	0	-	0	0			
Valença	VALENÇA	4,7	0	0	-	0	-	0	0	61,9		
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	2,4	0	6,0	-	27,5	-	61,9	61,9			
Esposende	FONTE BOA	2,4	0	0	-	33,6	-	61,9	61,9			
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0	0		
Viana do Castelo	LANHESES (B)	0	0	0	-	0	-	0	0			
Ponte de Lima	FEITOSA	1,7	0	15,1	-	0	-	0	0			
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0	0	0	-	9,6	-	9,6	9,6	11,7	Pedralva	5
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,0	3,8	0	-	9,6	-	9,6	9,6			
Monção	TROVISCOSO	0	0	3,0	-	9,6	-	9,6	9,6			
Melgaço	ROUSSAS	0	0	0	-	9,6	-	9,6	9,6	11,7		
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	9,6	9,6			
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	11,7	11,7			

**Observações:**

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção ou (\*) - A ligação à RESP poderá necessitar de significativos investimentos, nomeadamente a construção de posto de corte de alta tensão ou a significativa adaptação da instalação

(1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.

(2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).

(3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).

(4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).

(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2020.

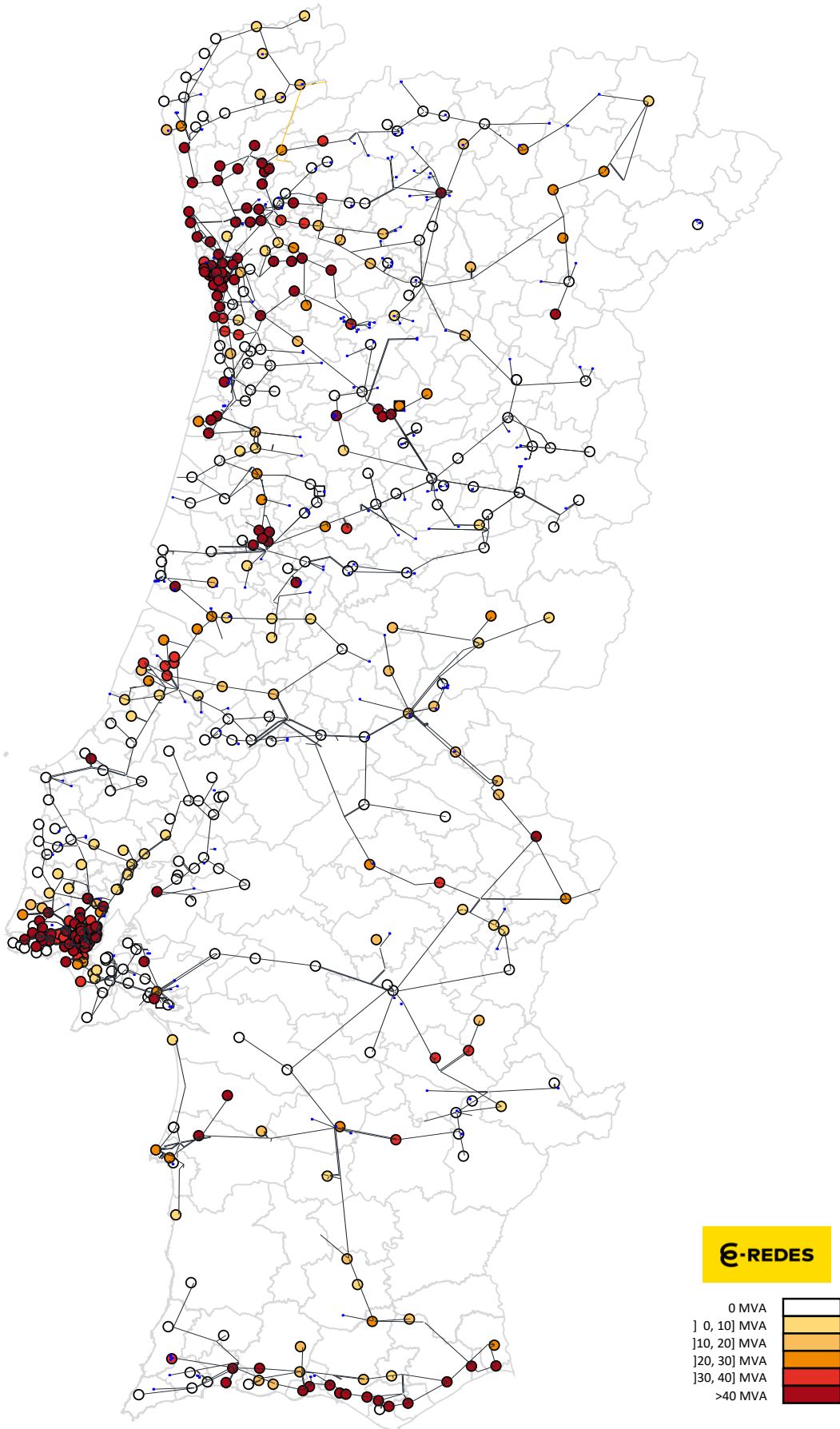
(B) - Instalação com entrada em serviço prevista até 2025

Página em branco

**ANEXO B.3.2.2 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025 – MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE AT**

Página em branco

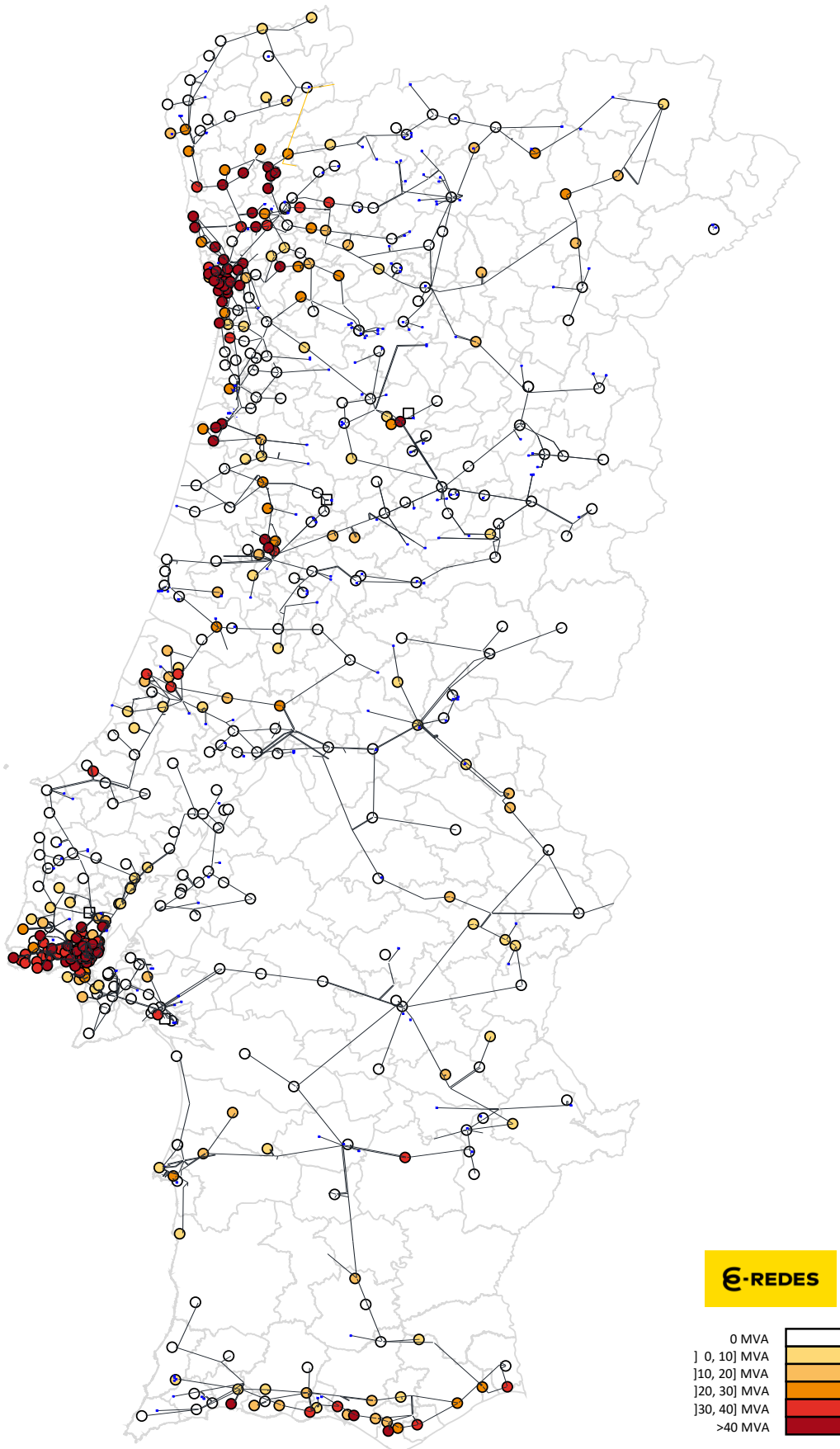




Página em branco

**ANEXO B.3.2.3 – CAPACIDADE  
DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO  
NAS SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2025 – MAPA CAPACIDA  
DE RECEÇÃO DISPONÍVEL REDE  
MT**

Página em branco



Página em branco

# **ANEXO C – CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS A REALIZAR NO PERÍODO DO PLANO**

Página em branco



**Ficha nº 1 - Subprograma Reposição da Capacidade de Receção da RND**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	48 406	41 300
<b>Custos Totais</b>	79 628	67 939

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 1

**Motivação**

Para aumentar a capacidade de receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu um plano de investimento para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de receção se esgotara e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este plano tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT, permitindo que Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo possam vir a ser ligadas.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de receção. Em simultâneo, foram capitalizadas sinergias com os objetivos de renovação das redes mais antigas e com reduzida capacidade, de melhoria da qualidade de serviço técnica e de aumento da eficiência da rede, por exemplo, através da construção de novas subestações em zonas pior servidas.

A realização dos investimentos específicos do plano de reposição de capacidade de receção conduz ao aumento de cerca de 730 MVA de capacidade de receção, que em conjunto com outros projetos de investimento previstos na proposta de PDIRD-E 2020 aumentam a capacidade de receção na RND em cerca de 1000 MVA.

Os projetos incluídos neste subprograma têm um investimento associado de 41,3 M€ (custos primários) no período deste PDIRD-E 2020. O ORD desenvolveu o presente plano com o propósito de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das comparticipações nas redes, devidas pelos produtores que se ligam à RND. Desta forma, a evolução da execução do plano será acompanhada pelo montante das comparticipações a receber, as quais, à data, se estimam em aproximadamente 48,7M€.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento<sub>0</sub> (k€)</b>	-	-	8 225	9 870	49 844	11 690
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>8 225</b>	<b>9 870</b>	<b>49 844</b>	<b>11 690</b>

Fundamentação de alterações ao subprograma

A redução do valor de investimento neste subprograma (- 4,1 M€), face ao apresentado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (versão julho), tem por origem a incerteza em que as previsões das participações financeiras foram efetuadas. No entanto, estas serão monitorizadas ao longo do período do Plano de forma a permitir conciliar a execução dos projetos com o financiamento dos mesmos.

**Ficha n.º 2 - Subprograma Reserva Operacional de Transformadores AT/MT**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reserva Operacional de Transformadores AT/MT  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	4 050	4 050
<b>Custos Totais</b>	6 399	6 399

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 1	Ficha n.º 4	Ficha n.º 2

**Motivação**

Atendendo ao impacto no fornecimento de energia resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de fornecimento de energia a um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos e necessidade urgente de investimento, previu-se a existência de uma reserva global de transformadores.

De acordo com o estudo efetuado em 2015 pela E-REDES, apresentado em anteriores edições de PDIRD-E, foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores de reserva estando previsto a aquisição do último transformador de potência no ano de 2020.

Para o PDIRD-E 2020 reviu-se o estudo, com o objetivo de reavaliar e fundamentar as eventuais necessidades de reserva adicional de transformadores AT/MT, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

Os resultados do estudo, cujo sumário executivo se encontra no anexo H.3, apontam para a necessidade de reforçar no período deste Plano a reserva operacional em 9 transformadores de potência AT/MT, o critério de dimensionamento foi estabelecido por forma a garantir a disponibilidade do conjunto de transformadores em serviço com o mínimo de 95%.

Os transformadores a adquirir no Plano têm as seguintes características:

- 5 transformadores 60/15 kV, 31,5 MVA, YNd11/5
- 1 Transformador 60/30 kV, 31,5 MVA, YNyn0
- 3 transformadores 60/30/15 kV 31,5 MVA, YNyn0d11/5

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento<sub>0</sub> (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	711	711	4 977	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>711</b>	<b>711</b>	<b>4 977</b>	-

Fundamentação de alterações ao subprograma

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi recalendarizada nesta proposta final.

**Ficha n.º 3 - Subprograma Garantia N-1 às sedes de concelho**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e outros (a)  
**Subprograma:** Garantia N-1 às sedes de concelho

**Concelhos:** Vários

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	47 593	963
<b>Custos Totais</b>	75 356	1 525

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 3	Ficha n.º 6	Ficha n.º 3

**Motivação**

Este estudo prevê a criação de reserva N-1 em 99 sedes de concelho, onde atualmente não existe. Para as restantes 30 sedes de concelho que não têm atualmente esta reserva garantida, foram já anteriormente identificados e considerados projetos que resolvem esta situação. Após a implementação de todos os projetos identificados no estudo realizado ficará garantida a reserva N-1 a todas as sedes de concelho de Portugal continental.

Foi analisada a reserva N-1 ao nível da Rede AT, das Instalações AT/MT e da Rede MT, com base nos critérios seguidamente definidos:

- Reserva N-1 de Rede AT - garantia de alimentação das cargas da sede de concelho no caso de falha de uma linha AT;
- Reserva N-1 de instalações AT/MT - garantia de alimentação das cargas da sede de concelho em caso de indisponibilidade de um transformador AT/MT ou MT/MT, ou de um barramento AT ou MT;
- Reserva N-1 de Rede MT – garantia de alimentação das cargas da sede de concelho em caso de falha de uma linha MT. Garantia também da não existência de antenas com potência instalada superior a 30% da potência instalada na sede de concelho (fecho de malhas).

Os projetos identificados para cada local dependem, assim, da reserva que é necessário garantir e contemplam a instalação de novas subestações, a separação de barramentos AT e MT das subestações, a instalação e/ou reforço de potência de transformação das subestações e o estabelecimento e/ou reforço de linhas AT e MT.

No total, foram identificados 117 projetos, 17 dos quais resolvem mais do que um constrangimento:

- 12 projetos garantem a reserva N-1 de Rede AT;
- 71 projetos garantem a reserva N-1 de Instalações AT/MT;
- 46 projetos garantem a reserva N-1 de Rede MT.

A estratégia para a execução dos projetos deste subprograma consiste em realizar os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Incluíram-se, também, os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de TIEPI MT (€/min).

Neste Plano, dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, apontando-se para a conclusão do subprograma em 2021.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de TIEPI MT (min.)	3,80
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Os benefícios são relativos à totalidade dos investimentos do estudo

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)						
Garantia N-1 às sedes de concelho	21 040	14 568	1 525			
<b>TOTAL</b>	<b>21 040</b>	<b>14 568</b>	<b>1 525</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

**nota:** os projetos identificados no estudo para garantia de reserva N-1 às sedes de concelho estão incluídos no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e em outros programas de investimento. Os valores de investimento incluem as obras de telecomando.

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

No PDIRD-E 2018, previu-se a conclusão deste subprograma em 2020, adiando-se a sua conclusão face ao previsto nas edições de PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016 em 1 ano, decorrente da reavaliação dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e à identificação da necessidade de intervenção na mesma subestação.

Neste Plano, aponta-se para a conclusão do subprograma em 2021. Verifica-se, assim, o adiamento em mais +1 ano da data de conclusão deste subprograma face ao apresentado no PDIRD-E 2018. Este adiamento, deve-se à não concretização dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e intervenção na subestação de Felgueiras (nomeadamente no SPCC), uma vez que o seu início ficou condicionado à aprovação do PDIRD-E 2018, bem como ao atraso na execução do projeto da nova saída MT da subestação de Candosa, motivado pelos trabalhos de recuperação da rede MT decorrentes dos incêndios de 2017.

**Ficha n.º 4 - Subprograma Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST  
**Concelhos:** Vários

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	52 838	52 838
<b>Custos Totais</b>	83 659	83 659

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 4	Ficha n.º 7-A	Ficha n.º 4

<b>Motivação</b>	<p>Conforme descrito em anteriores edições de PDIRD-E, este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço. Este programa foi iniciado no PDIRD-E 2016, tendo sido revisto para o PDIRD-E 2018 e para o PDIRD-E 2020.</p> <p>Nesta proposta de Plano, no âmbito deste subprograma foram definidos objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT por zona de qualidade de serviço, e estimadas as necessidades de investimento para os atingir.</p> <p>A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento. Para a sua identificação calculou-se a média do SAIDI MT nos pontos de entrega registada nos anos 2016 a 2018. Diferenciou-se a QST de cada saída por zona de qualidade de serviço de forma a identificar ações dirigidas aos troços dos circuitos com pior desempenho. Os estudos efetuados incidiram sobre 605 saídas de MT, o que representa cerca de 16% do número total de saídas da RND resultando uma carteira de 525 iniciativas.</p> <p>As ações previstas, nos projetos de investimento identificados, incluem: estabelecimento de interligações entre troços de rede em antena, melhoria das condições de estabelecimento das redes aéreas (promovendo pontualmente a passagem a subterrâneo), substituição dos troços de rede de secção reduzida em fim de vida útil, criação de pontos de telecomando, desdobramento das saídas em mais circuitos com origem em subestações AT/MT, novas subestações AT/MT.</p> <p>A estratégia para a execução dos projetos deste subprograma atende às necessidades de investimento estimadas no vetor da Qualidade de Serviço por zona de QST e, dentro de cada zona, selecionam-se os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de SAIDI MT (€/min).</p>
------------------	--

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	22,93
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Os benefícios são relativos ao investimento previsto no período 2021-2023, atendendo-se a que este subprograma será revisto para o próximo PDIRD-E.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Descrição	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento o(k€)</b>	Melhoria das Redes MT de Alim. a PdE com pior QST		18 376	14 640	50 644	
	<b>TOTAL</b>		<b>18 376</b>	<b>14 640</b>	<b>50 644</b>	

**nota:** os valores de investimento incluem as obras de telecomando

Fundamentação de alterações ao subprograma

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.



**Ficha n.º 5 - Subprograma Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	8 487	4 179
<b>Custos Totais</b>	13 961	6 874

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 6	Ficha n.º 8	Ficha n.º 5

**Motivação**

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas pelo esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60 kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores. Com a conclusão, do posto de corte Alto São João, a cidade de Lisboa ficou com cinco injetores para a alimentar: Alto São João, Carriche, Moscavide, Palhavã e Zambujal, cada um associado a um PdE da RNT: Alto de São João, Carriche, Sacavém, Sete Rios e Zambujal, respetivamente.

A indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade, que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, foram estudados os investimentos necessários, que constituem o plano de Reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos deste plano permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes. Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas) (a);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

Antes da elaboração do plano, apenas 6 das 18 subestações com mais de um transformador tinham alimentação AT de dois injetores diferentes.

Com a concretização da 1ª fase, passaram a ser 10, as subestações com alimentação a partir de dois injetores diferentes.

A 2ª fase, com concretização a do projeto de investimento designado "Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista", permitirá que mais 2 subestações fiquem com alimentação a partir de dois injetores diferentes.

A 3ª fase permitirá atingir o objetivo final, reserva N-1 à falha de qualquer dos injetores, com mais 2 subestações e uma instalação de consumidor AT com a alimentação diversificada, estando prevista a sua realização no período abrangido neste PDIRD-E 2020.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	n.d.
Redução de MAIFI MT (inc.)	n.d.

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	17 557	7 087	2 613	2 657	1 604	-
<b>TOTAL</b>	<b>17 557</b>	<b>7 087</b>	<b>2 613</b>	<b>2 657</b>	<b>1 604</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Previu-se realizar a 2ª fase durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2016, com conclusão prevista para o ano de 2018, através da concretização do projeto "Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista". A obtenção da aprovação autónoma deste projeto por despacho do Sr. SEEn ocorreu no final do ano de 2017, resultando em atraso no arranque do projeto.

No PDIRD-E 2018 previu-se concluir este projeto em 2019, o que não se concretizou, devido à necessidade de reformular o projeto por indicação Câmara Municipal de Lisboa, atendendo às intervenções previstas para os arruamentos, e dificuldade na atribuição de licenças para intervenção na via pública. Assim, nesta proposta de Plano prevê-se a conclusão do projeto em 2021. A conclusão deste subprograma mantém-se em 2023 com a concretização dos projetos da 3ª Fase, conforme previsto no PDIRD-E 2018.

**Ficha nº 6 - Subprograma Telecomando da Rede MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Automação e Telecomando da Rede MT  
**Subprograma:** Subprograma Telecomando da Rede MT

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	24 000	24 000
Custos Totais	37 440	37 440

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 7	Ficha n.º 9	Ficha n.º 6

**Motivação**

O telecomando da rede MT (instalação de OCR na rede aérea e telecomando de postos de transformação na rede subterrânea) tem um impacto muito significativo na melhoria da qualidade de serviço técnica, permitindo o seccionamento imediato da rede e, consequentemente, a redução do tempo de interrupção aos clientes. Com a utilização do equipamento designado por OCR 3 (disjuntor auto-religador com deteção de passagem de feito) é possível reduzir o número de pontos de entrega afetados por interrupções de curta duração.

A análise efetuada aos benefícios do telecomando nas redes MT levou ao estabelecimento de um plano específico cujos critérios ótimos de instalação dos órgãos de telecomando são os seguintes:

- para as redes aéreas - secções com potência instalada x comprimento de rede = 31 MVA·km (±50%), cada;
- para redes subterrâneas - secções com potência instalada de 3,5 MVA (±50%), cada.

Embora o investimento atribuído a este plano específico seja uma parte do programa, nesta ficha é apresentado o valor previsto total a realizar no Programa de Telecomando da Rede MT, ou seja, este plano é apresentado juntamente com o investimento em pontos de telecomando justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas. Na tabela dos investimentos (Tabela 1) apresentam-se os investimentos totais neste Programa de Investimento.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT					
	Instalações AT/MT					
	Rede MT		7 800	7 020	22 620	
	<b>TOTAL</b>		<b>7 800</b>	<b>7 020</b>	<b>22 620</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha nº 7 - Subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	29 916	22 900
<b>Custos Totais</b>	50 482	38 485

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha nº 14	Ficha nº 19	Ficha nº 7

**Motivação**

O objetivo deste subprograma passa por minimizar o impacto das redes aéreas de distribuição de energia em áreas de elevada densidade populacional e de configuração urbanística estabilizada.

Na presente proposta de PDIRD-E 2020 dá-se continuidade aos projetos de rede MT, mantendo-se o âmbito e os critérios que vêm sendo utilizados desde a criação do subprograma.

Prevê-se ainda estender este subprograma à rede AT, a partir de 2022, indo igualmente ao encontro dos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infra-estruturas de linhas aéreas AT.

Dada a quantidade de linhas aéreas estabelecidas em áreas com elevada densidade populacional, nesta fase inicial de aplicação deste subprograma à rede AT procedeu-se à seleção preliminar das redes a intervir, procurando os locais com maior densidade populacional (hab/km<sup>2</sup>) e maior densidade de rede (km/km<sup>2</sup>). Não sendo este critério, por si só, o determinante para a caracterização do impacto ambiental das redes estabelecidas em meio urbano, cada zona seleccionada foi avaliada pelo número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor definido por uma faixa de 50 metros ao longo do traçado da linha. De entre os projetos nas redes pré-selecionadas, retiveram-se no PDIRD-E 2020 os projetos, priorizados por ordem crescente dos rácios investimento/consumidor. Foram considerados para intervenção os ativos já amortizados.

As soluções previstas nos projetos selecionados não se limitaram ao enterramento de cada linha aérea, mas conduzem à otimização das configurações das redes intervencionadas, adequando-as às necessidades de potência e aos padrões de desempenho consagrados nos critérios de planeamento. Nomeadamente no conjunto dos projetos propostos para a rede AT, que envolvem cerca de 120 km de linhas, o comprimento linear da rede ficou reduzido para cerca de metade.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	2 183	28 135	11 998
Instalações AT/MT	-	-	-	-	266	-
Rede MT*	-	-	1 580	1 580	4 740	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>1 580</b>	<b>3 763</b>	<b>33 141</b>	<b>11 998</b>

\*Para a rede MT não existem projetos individualizados, tendo-se inscrito apenas os valores previstos para o período do PDIRD-E 2020

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Valor anual revisto face aos PDIRD-E 2016 (aprovado) e proposta de PDIRD-E 2018 dado que o subprograma foi alargado à rede AT.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha n.º 8 - Subprograma Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas  
**Subprograma:** Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 052	1 052
Custos Totais	1 668	1 668

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 1	Ficha n.º 8

<b>Motivação</b>	<p>O Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC), através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de Maio/2003, expressa um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.</p> <p>Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.</p> <p>O ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando assim evitar acidentes, através deste balizamento, que deverá assim ter o enquadramento num subprograma específico a realizar no programa de investimento Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Crítica, por forma a mitigar os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT que observem, pelo menos, um dos seguintes critérios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vãos com comprimento elevado (tipicamente vales com desníveis acentuados e arborizados);</li> <li>• Zonas com grande densidade de linhas (derivações e cruzamentos com linhas de tensões diferenciadas).</li> </ul>
------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT/MT		334	334	1 001	
	<b>TOTAL</b>		<b>334</b>	<b>334</b>	<b>1 001</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 9 - Subprograma Fixação Anti-Sísmica de TP**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas  
**Subprograma:** Fixação Anti-Sísmica de TP

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 448	1 448
<b>Custos Totais</b>	2 287	2 287

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 2	Ficha n.º 9

<b>Motivação</b>	<p>Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição, agora E-REDES, como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim o ORD, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.</p> <p>Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado o ORD no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.</p>
------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT					
	Instalações AT/MT		457	457	1 372	
	Rede MT					
	<b>TOTAL</b>		<b>457</b>	<b>457</b>	<b>1 372</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 10 - Subprograma Substituição de SPCC**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	18 012	18 012
<b>Custos Totais</b>	26 298	26 298

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 2	Ficha n.º 9

**Motivação**

Este subprograma consiste na substituição de SPCC por sistemas equivalente com os requisitos técnicos do projeto tipo de SE, constituídos por Intelligent Electronic Devices (IEDs- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de Proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede ethernet. Em projetos com estas características é também habitualmente instalado um Sistema de Monitorização da Qualidade de Energia (SMQEE).

A concretização destas intervenções permite:

- Substituir ativos em fim de vida que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatório;
- Reduzir a probabilidade de falha da instalação;
- Melhorar a Qualidade de Serviço;
- Aumentar a Eficiência Operacional;

por via da :

- Uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de SE;
- Incorporação de novas funcionalidades avançadas de controlo como seja por exemplo a localização de defeitos em painéis de LMT;
- Implementação da capacidade de autodiagnóstico e supervisão em resultado da modernização de Hardware e do Software;
- Possibilidade de aceder remotamente a todos os IED e à Unidade Central em modo de engenharia para recolha de informações, alterações de configurações e mudança de regimes de funcionamento, etc;
- Implementação de funcionalidades de registo e eventos e de oscilografia em todos os painéis da SE;
- Adoção de protocolos standard dentro da SE e na comunicação com o SCADA totalmente compatíveis com as atuais arquiteturas de telecomunicações.

Nestas substituições, a E-REDES tem vindo a optar por instalar SPCC, mesmo no caso de substituição de URTA, visto que o SPCC é uma solução mais completa e integrada.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	SPCC		7 800	4 263	14 235	
	<b>TOTAL</b>		<b>7 800</b>	<b>4 263</b>	<b>14 235</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha nº 11 - Subprograma Business/Operation Support Systems (B/OSS)**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Business/Operation Support Systems (B/OSS)

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 000	1 000
<b>Custos Totais</b>	1 460	1 460

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 11

**Motivação**

A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conectividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.

Pela sua dimensão, especialidade tecnológica e heterogeneidade, a plataforma digital requer a execução de práticas de gestão operacional, em escala, adequadas à permanente garantia da sua performance, integridade e segurança (e.g., análise e correlação de logs de performance em tempo real, auditoria de configurações, difusão e instalação de firmware, automação de diagnósticos, análise preditiva de falhas, gestão de capacidade, e outras).

Com este propósito, o ORD preconiza a adoção standards, boas práticas e frameworks de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados a esta realidade tecnológica, tomando assim como referência os princípios e as linhas de atuação emanados pelo TMForum, ITIL e ISO, capitalizando nas sinergias inerentes à sua adoção generalizada e à oferta competitiva de ferramentas compatíveis.

Assim, as operações e controlos que são permanentemente executados na plataforma digital requerem ferramentas e processos especializados, que pela sua função de suporte, são designados nos standards e frameworks como Operational Support Systems (OSS).

Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital, a E-REDES tem em curso o desenvolvimento das suas atuais capacidades OSS, designadamente:

- > Evolução da monitorização de serviços aplicativos críticos em Cloud;
- > Correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema
- > Automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica

A plataforma OSS assegura a disponibilidade, performance e integridade das ferramentas de negócio, com o conseqüente benefício de garantia e segurança do abastecimento.

Nota: Este projeto representa um investimento recorrente que acompanha a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	B/OSS		292	292	876	
	<b>TOTAL</b>		<b>292</b>	<b>292</b>	<b>876</b>	

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha nº 12 - Subprograma Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 000	2 000
<b>Custos Totais</b>	2 920	2 920

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 15	Ficha n.º 12

**Motivação**

A digitalização da rede elétrica está suportada na evolução da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma digital, e que tem crescido ao longo dos anos como forma de dar resposta aos desafios colocados ao operador da rede de distribuição.

No entanto, esta evolução caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional do ORD, resulta numa maior exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.

Este novo paradigma exige que as organizações do setor elétrico reconheçam a importância da cibersegurança na sua transformação digital, e para tal deverá ser promovida a adoção de uma cultura organizacional ativa.

Na E-REDES a estratégia para a cibersegurança estabelece os objetivos respetivos em linha com a evolução do negócio e dos seus processos mais críticos, e reconhecendo a natureza transformativa do contexto, pelo ritmo acelerado de digitalização da organização e carácter evolutivo das ameaças. Complementarmente, a estratégia veicula o desenho e a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permite a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas, e os elementos e processos organizacionais.

Este portfólio de projetos deverá integrar duas competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:

1. Prevenção: Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;
2. Reação: Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, considerando que as medidas preventivas aplicadas não assegurarão a mitigação completa dos riscos.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND		584	584	1 752	
	<b>TOTAL</b>		<b>584</b>	<b>584</b>	<b>1 752</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha nº 13 - Subprograma Evolução Aplicacional Cibersegurança**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Evolução Aplicacional Cibersegurança

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	600	600
<b>Custos Totais</b>	876	876

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 13

**Motivação**

A digitalização da rede elétrica está suportada na evolução da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma digital, e que tem crescido ao longo dos anos como forma de dar resposta aos desafios colocados ao operador da rede de distribuição.

No entanto, esta evolução caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional do ORD, resulta numa maior exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.

Este novo paradigma exige que as organizações do setor elétrico reconheçam a importância da cibersegurança na sua transformação digital, e para tal deverá ser promovida a adoção de uma cultura organizacional ativa.

No contexto de digitalização, a evolução das peças de software que compõem o ecossistema de aplicações essenciais para o negócio tem representado uma das chaves mais efetivas e decisivas para responder aos desafios atuais e futuros do ORD. Nesta perspetiva, a crescente dependência dos processos de negócio deste ecossistema aplicacional exige que sejam adotadas ao longo do seu ciclo de vida as medidas de segurança preconizadas nos standards, boas práticas e frameworks internacionalmente reconhecidos para a cibersegurança aplicacional.

Nesta conformidade, a E-REDES atua de forma preventiva, assegurando que o desenvolvimento de novas aplicações ou de novas funcionalidades nas aplicações existentes seguem um rigoroso processo de análise de risco, e de definição e implementação de requisitos de cibersegurança, estabelecendo-se deste modo uma abordagem de security by-design. Todos os desenvolvimentos, incluindo os respeitantes a controlos de segurança, são validados através de ciclos exigentes de testes de intrusão antes da sua entrada em exploração.

Complementarmente, considerando a dinâmica e imprevisibilidade das ameaças, e a crescente sofisticação e frequência dos ciber ataques, coloca-se a exigência de uma supervisão e controlo continuados das aplicações em exploração, assegurando uma resposta célere e efetiva a eventuais vulnerabilidades ou novos riscos que não se considerem aceitáveis. Esta resposta concretiza-se na implementação de novos desenvolvimento ou medidas de mitigação de risco que integram de forma continuada os planos de evolução das aplicações.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Evolução Aplicacional Cibersegurança					876 000
<b>TOTAL</b>					<b>876 000</b>	

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha nº 14 - Subprograma Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND  
**Concelhos:** Nacional (Data Centers)

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 000	2 000
<b>Custos Totais</b>	2 920	2 920

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 12	Ficha n.º 16	Ficha n.º 14

<b>Motivação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Evolução das soluções aplicacionais de suporte à operação da rede elétrica de distribuição para uma maior adequação funcional aos desafios do negócio, e para assegurar uma resiliência, flexibilidade e escalabilidade alinhadas com a criticidade destes sistemas. Complementarmente, pretende-se garantir maior agilidade na assimilação das capacidades e benefícios resultantes dos projetos pilotos de âmbito nacional, europeu e/ou internacional.</li> <li>- Desenvolvimento de novas aplicações ou incremento de funcionalidades de aplicações existente que visam melhorar a eficiência operacional e técnica do ecossistema das aplicações de suporte à operação da rede elétrica de distribuição. Pretende-se dar resposta às necessidades dos stakeholders internos das aplicações sob gestão da DPD.</li> <li>- Garantia de evolução das aplicações Mission and Business Critical para níveis de elevada disponibilidade (&gt;99,9%), em conformidade com a sua criticidade para o negócio e missão da organização.</li> </ul>
------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND		584	584	1 752	
	<b>TOTAL</b>		<b>584</b>	<b>584</b>	<b>1 752</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha nº 15 - Subprograma Expansão da Rede de Fibra Óptica**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Expansão da Rede de Fibra Óptica

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 550	1 550
<b>Custos Totais</b>	2 263	2 263

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 17	Ficha n.º 15

**Motivação**

A Rede Core constitui a espinha dorsal das comunicações na E-REDES e tem como função garantir a transmissão de dados entre os Sistemas Centrais e as Subestações e Postos de Corte AT, em particular, o suporte dos serviços de SCADA, telecomando, teleengenharia, teleproteções, sensorização, qualidade de energia e voz.

Desde os finais dos anos 90 que esta rede nuclear se encontra maioritariamente assente numa infraestrutura física de cabos de fibra ótica que acompanham a rede aérea de distribuição em AT. Este meio de transmissão garante maior resiliência, capacidade e rapidez das comunicações, relativamente a outros meios tradicionais de transmissão wireless (e.g., rádio, GSM, 3/4G) ou fixos (e.g., PLC, cabos telefónicos), cobrindo as necessidades atuais da E-REDES.

Apesar do elevado número de Subestações e Postos de Corte que se encontram atualmente ligados por cabo de fibra ótica, subsistem quadros em que as comunicações são ainda suportadas por meios tradicionais, com limitações no número, performance e resiliência dos serviços disponibilizados. Assim, com o objetivo de alargar o alcance da rede de fibra ótica e dos seus benefícios, foi estabelecido um plano de expansão da rede de fibra ótica da E-REDES, que se caracteriza pelo estabelecimento de novas ligações óticas ou pelo reforço das existentes.

A persecução deste projeto contempla os seguintes objetivos:

- 1 - Disponibilização de serviços em instalações onde não existe infraestrutura de comunicações;
- 2 - Garantir redundância física da infraestrutura de comunicações onde esta se encontra limitada a um único caminho;
- 3 - Aumentar capacidade, respondendo à maior demanda de serviços e dados, nomeadamente nos grandes centros urbanos, onde existe uma limitação maior da infraestrutura física de fibra ótica;

A persecução deste projeto representa os seguintes benefícios:

- 1 – Disponibilização/Incremento de serviços em locais onde não existe disponibilidade física de infraestrutura de comunicações.
  - 2 – Aumento da disponibilidade dos serviços em instalações onde não existe redundância física de infraestrutura de comunicações. Para uma solução tipo, estima-se um aumento da disponibilidade dos serviços de 98,22% para 99,23%.
- Neste âmbito, foram identificadas várias ligações correspondentes a pouco mais de 700km de cabos de fibras óticas.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
	Expansão da Rede de Fibra Óptica		146	365	1 752	
	<b>TOTAL</b>		<b>146</b>	<b>365</b>	<b>1 752</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha nº 16 - Subprograma Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 750	2 750
<b>Custos Totais</b>	4 015	4 015

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 16

**Motivação**

No âmbito da Agenda Digital Europeia e do esforço de coordenação e alocação de espectro às futuras redes 5G, a Comissão Europeia (CE) decidiu proceder à libertação da faixa 1,5GHz, incumbindo os reguladores nacionais, ANACOM em Portugal, de promover até ao final de 2022 a migração dos sistemas aí licenciados e em exploração para faixas alternativas, podendo excepcionalmente prorrogar essa data por 2 anos caso não exista nenhum pedido de acesso por parte dos operadores públicos.

Esta medida afeta os 109 feixes hertzianos que a E-REDES explora e que integram a sua Rede Privativa Fixa de Segurança (Rede Core), suportada em tecnologia IP-MPLS, de elevada capacidade, flexibilidade e resiliência, com os feixes a assegurarem o suporte físico a locais onde, por questões técnicas-económicas, não foi possível instalar fibra ótica (FO) ou onde apenas existe um cabo de FO com o feixe a assegurar a necessária redundância.

Com este enquadramento, a E-REDES pretende substituir até à data limite de 31/12/2022 os seus 48 feixes hertzianos mais críticos, por constituírem suporte único às instalações servidas, promovendo a programação dos restantes 61 feixes, com funções de backup, no período 2023 a 2025 - no pressuposto que a ANACOM virá ainda a permitir esta última prorrogação.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências		730	1 095	2 190	
	<b>TOTAL</b>		<b>730</b>	<b>1 095</b>	<b>2 190</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.



Ficha nº 17 - Subprograma Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 000	2 000
Custos Totais	2 920	2 920

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 13	Ficha n.º 18	Ficha n.º 17

**Motivação**

A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conectividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.

Com a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços, torna-se fundamental assegurar a modernização e adequação das infraestruturas tecnológicas, dos equipamentos e sistemas, através da aquisição de hardware (servidores, storage, postos de operação, monitores, video walls, etc) e sistemas operativos. Complementarmente, esta renovação tecnológica permitirá responder à obsolescência dos equipamentos existentes e à evolução dos processos e requisitos de negócio, nomeadamente os que estão afetos à operação da rede elétrica de distribuição (e.g., aumento do número de unidades telecomandadas, maior volume de informação recolhida pelos sistemas, evolução de requisitos das aplicações residentes na infraestrutura).

A persecução deste projeto representa os seguintes benefícios:

1. Manter e renovar a infraestrutura de suporte aos processos de negócio e melhorar a infraestrutura para acompanhar o crescimento/evolução da rede digital.
2. Redução de risco/ Maior operabilidade.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)			584	584	1 752	
			<b>584</b>	<b>584</b>	<b>1 752</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha nº 18 - Subprograma Segurança Integrada Ciber-Física da RND**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:** Segurança Integrada Ciber-Física da RND

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 000	2 000
<b>Custos Totais</b>	2 920	2 920

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 18

<b>Motivação</b>	<p>A Rede Nacional de Distribuição assume-se indiscutivelmente como uma das infraestruturas mais complexas e críticas da sociedade, servindo de espinha dorsal para o desenvolvimento das atividades económicas e sociais do país. Neste sentido, a necessidade de assegurar uma proteção eficaz dos principais ativos da rede de distribuição relativamente às ameaças e riscos a que estão expostos, é cada vez mais um fator essencial para a atividade do Operador de Rede de Distribuição. Esta necessidade configura-se ainda mais relevante pela existência de um conjunto de instalações que, servindo outras infraestruturas de serviços essenciais para a sociedade, se encontram consideradas como Infraestruturas Críticas, suportadas em diversos diplomas legais e diretivas, nacionais e europeias, que reconhecem igualmente a sua importância, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- O Decreto-Lei 62/2011, de 9 de maio, que transpõe para o quadro jurídico nacional a Diretiva 2008/114/CE do Conselho de 8 de dezembro de 2008, estabelecendo os procedimentos de identificação e de proteção das infraestruturas críticas europeias, essenciais para a saúde, a segurança e o bem-estar económico e social da sociedade nos setores da energia e dos transportes, prevendo a aplicação desses procedimentos às Infraestruturas Críticas Nacionais (ICN). As autoridades nacionais responsáveis, designadamente a Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança do Sistema de Segurança Interna, designaram formalmente 31 ICN da RND, incluindo 26 Subestações/Postos de Corte, tendo a E-REDES elaborado e submetido os respetivos Planos de Segurança do Operador (PSO), que foram formalmente validados pelas referidas entidades;</li> <li>- A Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, que estabelece o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo a Diretiva (UE) 2016/1148 – Network and Information Security (NIS) Directive – do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho de 2016, que identifica medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da informação em toda a União. Em agosto de 2019, a E-REDES foi formalmente notificada pelo Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS) – entidade nacional competente para a cibersegurança – que no âmbito deste diploma foi identificada como “Operador de Serviços Essenciais (OSE)”, devendo garantir a adoção de requisitos de segurança, de metodologias de gestão de risco e de notificação de incidentes com impacto relevante, para o serviço essencial prestado.</li> <li>- A Recomendação (UE) 2019/553 da Comissão, de 3 de abril, que sistematiza os principais desafios e particularidades do setor da energia no que diz respeito à Cibersegurança, identifica um conjunto de recomendações, para as principais partes interessadas nomeadamente os operadores de serviços essenciais, para a adoção de medidas para prevenir e atenuar os riscos nesta matéria.</li> </ul> <p>Reconhecendo a relevância crescente e a visibilidade que o setor elétrico têm vindo a assumir globalmente, e considerando a progressiva exposição das infraestruturas críticas do setor a novas ameaças e riscos, resultantes da evolução tecnológica e de contexto, a E-REDES desenvolveu um estudo de segurança ciber-física, com vista a potenciar a implementação de uma estratégia robusta nestes domínios, para as suas instalações e respetivos ativos mais críticos.</p> <p>O estudo efetuado por entidade externa e independente, que teve por base modelos e princípios de gestão de risco e de defesa em profundidade, aplicada em múltiplas camadas complementares, pretendeu reavaliar o estado das infraestruturas da E-REDES, à luz destes requisitos, por forma a avaliar e priorizar os principais riscos existentes. Tendo como referencial um número diversificado de normas internacionais relevantes nestes domínios, o trabalho desenvolvido permitiu identificar um conjunto de recomendações e de controlos complementares, em múltiplas camadas, para a melhoria da proteção das suas infraestruturas mais críticas.</p> <p>Na sequência da análise de risco efetuada, e como medida de mitigação dos principais riscos, foram identificadas ações, de segurança física e de segurança lógica, que se consideram fundamentais implementar, visto contribuir significativamente para o estabelecimento de um nível mais adequado de controlo e proteção das instalações da RND e dos seus ativos, permitindo uma redução dos níveis de risco identificados.</p> <p>A abordagem integrada a este desafio foi estruturada no Programa de Segurança Ciber-física de Infraestruturas Críticas da E-REDES, que se constitui por um conjunto de projetos a desenvolver em linha com:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- a estratégia de segurança ciber-física estabelecida;</li> <li>- a análise e avaliação de risco desenvolvida no âmbito do Plano de Segurança de Operador (PSO);</li> <li>- os objetivos de Continuidade de Negócio da E-REDES, cujo sistema de gestão se encontra certificado (ISO22301);</li> <li>- a perspetiva de certificação ISO27001 destas instalações e conformidade com Lei n.º 46/2018.</li> </ul> <p>Assim, e nesta primeira fase, será dada uma resposta direcionada às 26 Subestações/Postos de Corte identificados no PSO e classificadas como ICN, perspetivando-se uma evolução, com expansão gradual ao parque instalado de acordo com a sua criticidade, permitindo a melhoria contínua da segurança ciber-física das instalações e assegurando que este desafio é endereçado a longo prazo de forma sistemática e sustentada.</p>
------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)			584	584	1 752	
	<b>TOTAL</b>		<b>584</b>	<b>584</b>	<b>1 752</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 19 - Subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído	Ficha n.º 11	Ficha n.º 19
Custos Primários	19 033	12 700		Não		
Custos Totais	30 141	20 138				

**Motivação**

Na sequência dos estudos de caracterização da RND foram detetadas situações de não conformidade do dimensionamento de equipamentos e de infraestruturas de rede (linhas) para as correntes de curto-circuito máximas a que poderiam estar sujeitos, durante o tempo de eliminação do defeito por atuação dos sistemas de proteção de 2ª ordem (backup).

Esta constatação conduziu à necessidade de um plano de investimento que consiste na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito máximas, no estabelecimento de configurações de rede que permitam reduzir as correntes de curto-circuito, ou em alterações nas instalações que alimentam os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Protecção Comando e Controlo, permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

Este subprograma, criado a partir de 2020, abrange os ativos subestações AT/MT, linhas aéreas AT, condutores e cabos de guarda, e linhas aéreas MT e cabos subterrâneos MT de secção reduzida. (No caso de bainhas de cabos subterrâneos AT subdimensionadas à corrente de defeito, tem-se recorrido à solução de instalação de impedâncias limitadora no ponto de injeção da RNT, em ações coordenadas com o operador da RNT.)

Os projetos englobados neste subprograma resultam do estudo das situações de inconformidade detetadas, procurando sinergias com outros objetivos de melhoria, no sentido de obter uma solução globalmente mais otimizada. Nesta fase, o plano de investimento proposto inclui os projectos de substituição de disjuntores AT e redimensionamento da rede AT à corrente de curto-circuito trifásica e de substituição das linhas MT subdimensionadas, de secção mais reduzida e privilegiando, quando viável, soluções ao nível do sistema de proteção, com o objetivo de reduzir o tempo de eliminação dos defeitos em backup.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	ano 0					
Rede AT	-	976	1 248	3 152	5 316	3 245
Instalações AT/MT	-	664	664	190	853	-
Rede MT	-	2 332	1 254	534	6 928	2 786
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 972</b>	<b>3 166</b>	<b>3 875</b>	<b>13 097</b>	<b>6 031</b>

**Fundamentação de alterações ao subprograma**

Na fase de elaboração dos projetos as características dos equipamentos foram confirmadas com os catálogos de fabrico e alguns deles encontravam-se corretamente dimensionados, deixando de ser objeto de intervenção no âmbito deste subprograma. Por outro lado, a complexidade dos projetos de intervenção na rede AT obrigou a prolongar a duração da intervenção, prolongando alguns investimentos programados em 2020 para os anos seguintes. Em contrapartida, as inconformidades de algumas situações detetadas na rede MT recomendaram a sua antecipação. O montante dos investimentos e respetivo cronograma foram adaptados na sequência dessas alterações.

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha n.º 20 - Subprograma Renovação de Disjuntores AT/MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Renovação de Disjuntores AT/MT

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 450	1 450
<b>Custos Totais</b>	2 291	2 291

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 20

**Motivação**

Os disjuntores da RND, apesar das ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição degradada com a passagem do tempo, pelos fatores externos influenciadores da sua condição, bem como pelos fatores internos e pela sua utilização. Como resultado dessa degradação da sua condição, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar e resultar numa alteração do risco de falha do ativo, chegando eventualmente a níveis inaceitáveis.

O subprograma em causa consiste na substituição pontual de Disjuntores AT ou MT, de Subestações ou Postos de Corte AT e MT, cuja condição técnica seja manifestamente insatisfatória e cuja reabilitação não é tecnicamente exequível e/ou não apresenta mérito face à substituição.

Este subprograma pretende atender a situações em que não se identifica a necessidade de renovação da maioria dos disjuntores do respetivo andar AT ou MT, mas sim a necessidades pontuais de substituição desses ativos que por algum motivo se tenham degradado mais rapidamente que os seus pares ou chegado ao fim da sua vida útil.

A concretização de projetos de substituição pontual de disjuntores permite:

- Substituir disjuntores que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios;
- Reduzir o nível de risco associado à falha do disjuntor;
- Melhorar a Qualidade de Serviço;
- Aumentar a Eficiência Operacional.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	158	158	1 975	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>1 975</b>	-

Fundamentação de alterações ao subprograma



**Ficha n.º 21 - Subprograma Renovação de Transformadores AT/MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Renovação de Transformadores AT/MT

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	11 700	11 700
<b>Custos Totais</b>	18 486	18 486

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 21

**Motivação**

A idade média dos TP AT/MT tem vindo a aumentar, como consequência de um ritmo de substituição do parque existente modesto. Entre 2014 e 2018 a E-REDES adquiriu, em média, cerca de 5 TP AT/MT por ano.

A E-REDES apresentava, a 31.12.2019, 782 TP AT/MT em serviço. Se considerarmos que o seu tempo de vida médio poderá ser de cerca de 50 anos, então um parque de transformadores estabilizado necessitaria de proceder à substituição de cerca de 16 TP AT/MT por ano e teria uma idade média de 25 anos.

A idade média dos TP AT/MT da RND ultrapassou já os 30 anos (cerca de 31 anos), subsistindo cerca de 120 TP AT/MT anteriores a 1975. Adicionalmente, ocorreu uma expansão significativa ao nível dos TP AT/MT instalados na RND entre 1980 e 1084. Estes transformadores atingirão os 40 anos a partir de 2020 e atingirão os 50 anos em 2030 - permitindo antecipar um crescimento muito significativo das necessidades de renovação de TP AT/MT ao longo de toda a década que se inicia, prolongando-se pela seguinte década. A Figura seguinte apresenta o histograma com os períodos de construção dos TP AT/MT em serviço.

A E-REDES desenvolveu, com o INESC TEC, um modelo que permite avaliar a vida restante esperada dos TP AT/MT (RUL, ou Remaining Useful Life). Este modelo tem como objetivo a obtenção de uma previsão do ano de falha do TP AT/MT (falha interna, não prevendo falhas associadas à regulação de tensão em carga).

De acordo com o modelo, espera-se a falha de um total de 35 TP AT/M até 2025.

Neste subprograma inclui-se a substituição dos 26 TPs que se espera que atinjam o RUL antes de 2025.

A evolução do número de falhas de TP AT/MT verificado ao longo do período de vigência do PDIRD-E poderá obrigar à aquisição de TP AT/MT com carácter urgente.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	18 486	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	<b>18 486</b>	-

Fundamentação de alterações ao subprograma

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha n.º 22 - Subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
				Incluído		
Custos Primários	5 500	5 500		Não	Ficha n.º 11	Ficha n.º 22
Custos Totais	8 470	8 470				

**Motivação**

Na sequência de avarias recorrentes registadas na rede subterrânea, com particular incidência na região de Lisboa onde existem zonas com o nível freático elevado, foram efetuadas análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS - Frequency Domain Spectroscopy) às isolações das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por rutura do dielétrico. A avaliação fidedigna do estado da isolação tanto no que se refere ao seu envelhecimento, como à presença de árvores de água, permitiu identificar uma grande vulnerabilidade dos cabos secos com bainha exterior em PVC (tipos LEHIV e LXHIOV), que representam a maior fragilidade da rede subterrânea.

A premência do investimento é motivada pelo registo anormal de sucessivas avarias num mesmo troço de rede, causando frequentes interrupções de fornecimento de energia eléctrica aos utilizadores duma mesma rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV. Numa das hipóteses, a utilização do cabo LXHIOZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na outra, a utilização do cabo LXHIOLZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (característica idêntica aos cabos utilizados em alta tensão). Optou-se pela 1.ª hipótese, por ser suficientemente robusta, por ser o tipo de cabo normalizado em uso na RND e, também por isso, por resultar numa solução mais económica.

Nota: O nome deste subprograma foi alterado face ao que constava no PDIRD-E 2018 pois pretende-se no futuro alargar o seu âmbito a outras regiões onde se verificam situações semelhantes de recorrência de avarias em troços de cabos subterrâneos.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	1 694	1 694	5 082	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>1 694</b>	<b>1 694</b>	<b>5 082</b>	-

Fundamentação de alterações ao subprograma

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha n.º 23 - Subprograma Renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 400	3 400
<b>Custos Totais</b>	5 372	5 372

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 8	Ficha n.º 12	Ficha n.º 23

**Motivação**

O plano em causa consiste na renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua, por equivalentes com os requisitos técnicos do projeto tipo de SEs.

A concretização de projetos com as características anteriormente descritas permite substituir ativos que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios, reduzir a probabilidade de falha da instalação, melhorar a Qualidade de Serviço e aumentar a Eficiência Operacional por via da uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de SEs, da incorporação de novas funcionalidades avançadas como seja por exemplo a redundância de módulos retificadores, maior autonomia da instalação em caso de falha de alimentação externa e da possibilidade de aceder remotamente aos sistemas de alimentação para monitorização e diagnóstico.

Os sistemas de alimentação de corrente contínua assumem um papel absolutamente crítico na operacionalidade das instalações de distribuição de energia elétrica, impactando fortemente na qualidade de serviço. A falha destes ativos pode ter consequências devastadoras, como por exemplo a ocorrência de incêndios nas instalações da RND, e pôr em causa a segurança de pessoas e bens.

Estes sistemas permitem assegurar autonomia, operacionalidade e supervisão das instalações em causa, tanto ao nível dos sistemas de potência (transformadores, disjuntores, seccionadores, ...), como dos sistemas de proteção, comando, controlo e telecomunicações.

A carteira de projetos de investimento de renovação de sistemas de alimentação de corrente contínua é composta por ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas necessidades de investimento, referentes a situações de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

O investimento no âmbito da renovação de sistemas de alimentação de corrente contínua foi analisado no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo H.4 e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rubrica contemplados no período 2021-2025.

Os projetos de investimento específico associados a este subprograma estão englobados no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, prevendo-se um investimento de 3,4M€ em cerca de 68 instalações no período do Plano. Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	980	980	3 413	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>980</b>	<b>980</b>	<b>3 413</b>	-

Fundamentação de alterações subprograma

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada ao subprograma foi revista nesta proposta final.

**Ficha n.º 24 - Subprograma Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 275	1 275
Custos Totais	1 970	1 970

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 13	Ficha n.º 24

**Motivação**

Foi efetuado o levantamento das situações de travessia de linhas aéreas AT/MT sobre AE/IP/IC, para análise da sua condição técnica e regulamentar.

Esta iniciativa resultou da necessidade de efetuar esta avaliação para os ativos de AT/MT que cruzam as vias de comunicação mais importantes, face ao risco de ocorrência de rotura e queda de condutores, ocasionando incidentes com potencial gravidade. Do levantamento efetuado foram identificadas necessidades de diverso tipo:

- reforço do isolamento
- substituição de ligadores
- substituição de condutores e/ou apoios

Neste subprograma do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT estão incluídos os projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)						
Rede AT	-	-	83	25	5	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	576	631	649	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>659</b>	<b>656</b>	<b>655</b>	-

Fundamentação de alterações ao subprograma



**Ficha n.º 25 - Projeto Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 664	1 000
<b>Custos Totais</b>	4 404	1 653

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 16	Ficha n.º 27	Ficha n.º 25

<b>Motivação</b>	Inserção do novo PdE Vila Nova de Famalicão (REN) na RND para melhorar a qualidade técnica de serviço e aumentar a eficiência da rede, nomeadamente redução de perdas AT.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	<p>1 Alimentação da SE Lousado a partir do PdE Vila Nova de Famalicão (REN) através de linha 60kV dupla ACC408, substituição dos atuais transformadores AT/MT 3x25MVA por 2x31,5MVA e adaptação do painel TP 60kV a painel linha 60kV.</p> <p>2 Alimentação da SE Lousado a partir do PdE Vila Nova de Famalicão (REN) através de linha 60kV dupla ACC408 e construção de novo painel linha 60kV.</p>
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>1 A alternativa 1 cria mais valor para o SEN, também melhora a operação da rede ao substituir TP's em fim de vida útil e com índices horários não normalizados e evita a construção de novo painel linha 60kV.</p>
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	3 433
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3 764 120
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	2 852	1 709	1 027	-	-	-
Instalações AT/MT	1 738	1 042	626	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 590</b>	<b>2 751</b>	<b>1 653</b>	-	-	-
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	4 410	-	-	333	1 013	9 138
END	130	-	-	10	30	269
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 540</b>	-	-	<b>343</b>	<b>1 043</b>	<b>9 407</b>

Ano 0: 2021 nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

O projeto deparou-se com um conjunto de constrangimentos que impediam o estabelecimento dos traçados previstos. Face aos constrangimentos deixou de ter interesse a alimentação da carga da SE Requião pelo PdE V.N.FAMALICÃO (REN).  
Com o aumento de potência na instalação industrial MABOR, a ponta dos consumos no nó LOUSADO ultrapassou os 70 MW. Em conformidade com o critério de alimentação dos blocos de carga grupo D ( $P > 70$  MW), a alimentação deverá ser providenciada por dois circuitos em paralelo. Alinhou-se a data fim do projeto em conformidade com a data prevista pela REN para entrada do novo PdE Vila Nova de Famalicão (junho/2021).

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

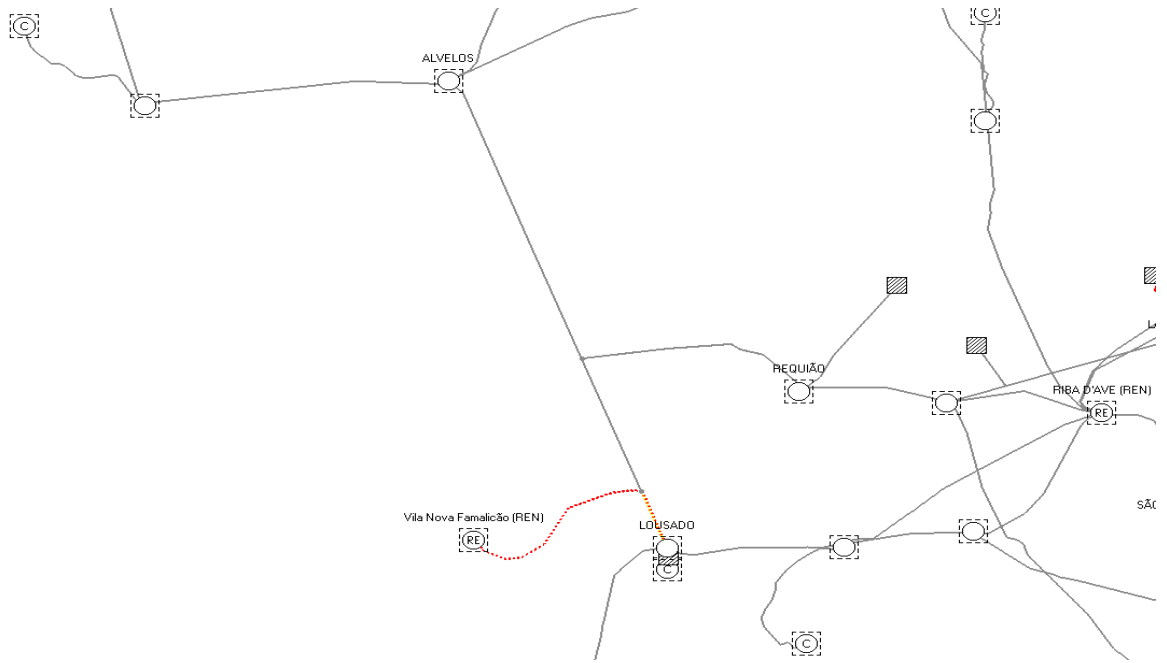


Figura 1. Ligação do injetor REN-VNFamalicão à RND (Rede AT)



**Ficha n.º 26 - Projeto Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Viana do Castelo, Ponte de Lima

Investimento (k€)	Total		PDIRD-E	2016	2018	2020
	2021-2025					
<b>Custos Primários</b>	2 335	2 335	<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 31	Ficha n.º 26
<b>Custos Totais</b>	3 696	3 696				

<b>Motivação</b>	Garantir a alimentação a novos clientes e aumentos de potência na zona industrial de Lanheses, melhoria da eficiência da rede por redução de perdas e redução de ENF.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova linha 15kV para a Zona Industrial de Lanheses alimentada pela SE Feitosa.
	2 Nova SE 60/15kV 20MVA na Zona Industrial de Lanheses, alimentada em anel na LN60 1484 PC Deocriste-Feitosa.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 apresenta indicadores económicos mais interessantes, resolvendo os riscos de potência não garantida em Regime N e N-1 na Zona Industrial e dos demais consumos no eixo Santa Marta Portuzelo-Feitosa.
---------------------------------	--

<b>Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados							
		<b>Benefício</b>						
		Redução anual de END (kWh) (*)						46 830
		Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)						2 703 200
		Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)						-
		(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)						
		Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais						
			<b>Atualizado</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
		<b>Investimento</b>	<b>ano 0</b>					
		(k€)						
	Rede AT	803	-	164	197	406	-	
	Instalações AT/MT	2 778	-	568	682	1 403	-	
	Rede MT	289	-	59	71	146	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>3 871</b>	<b>-</b>	<b>792</b>	<b>950</b>	<b>1 955</b>	<b>-</b>	
	Perdas	3 356	-	-	-	421	7 882	
	END	1 703	-	-	-	207	4 007	
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>5 059</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>628</b>	<b>11 889</b>	
	<b>Ano 0:</b>	2023						
	Tabela 3. Risco de Potência não garantida							
	<b>Potência não garantida</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
	Regime N (kW)	2 532	3 013	3 443	4 000	4 532	5 088	5 620
	Regime N-1 (kW)	18 165	18 843	19 878	20 677	21 427	22 174	22 767

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Revisão em baixa do projecto com novas ligações 15kV menos onerosas que as originalmente preconizadas na proposta final do PDIRD-E 2018.

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final (adiado o término 1 ano)

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

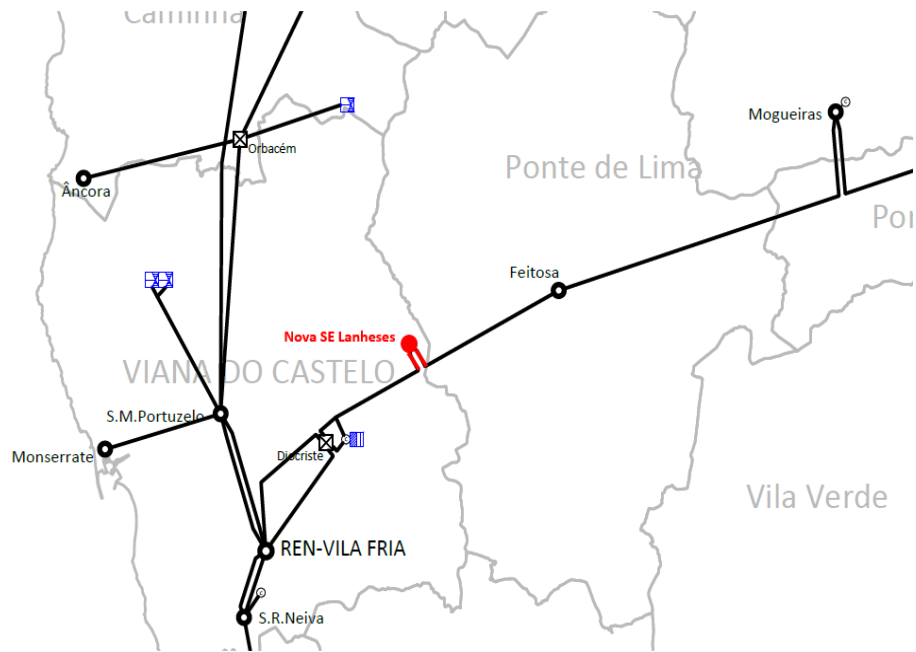


Figura 1. Ligação em PI da SE Lanheses na LN60 1484 PC Deocriste-Feitosa (Rede AT)

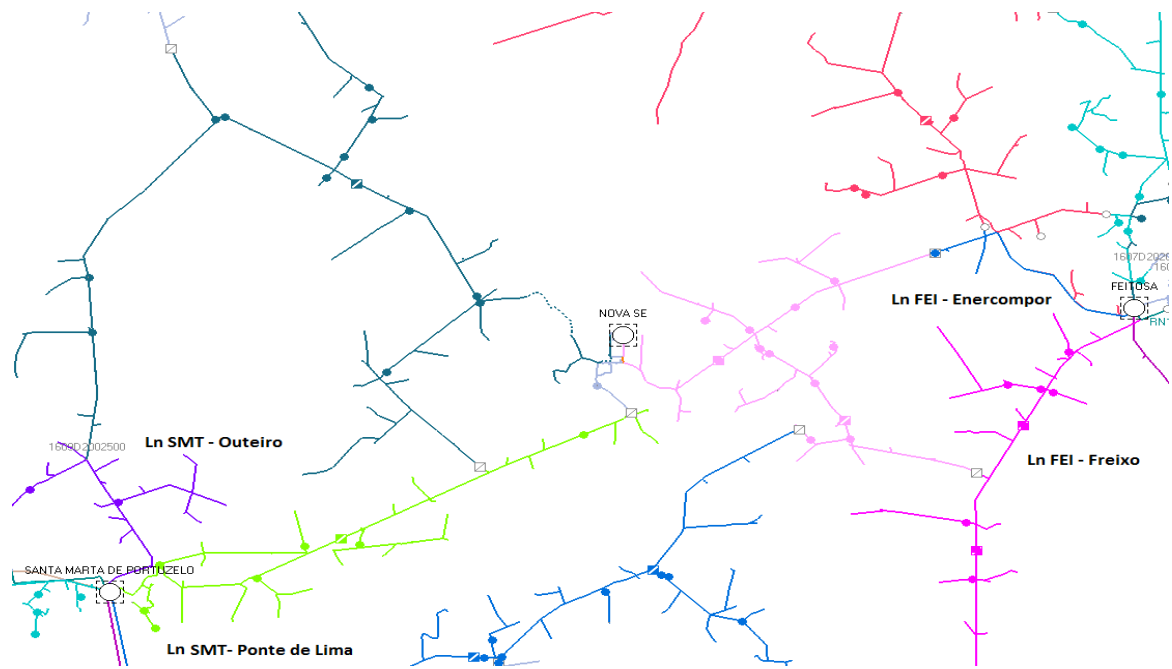


Figura 2. Zonas de intervenção previstas no projeto da nova SE Lanheses (Rede MT)





**Ficha n.º 27 - Projeto Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila do Conde, Póvoa do Varzim e Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	2 734	1 981		Ficha n.º 30	Ficha n.º 44	Ficha n.º 27
Custos Totais	4 631	3 356				

<b>Motivação</b>	O crescimento de consumos na zona Noroeste do distrito do Porto conduziu à necessidade do reforço da alimentação AT e ao estabelecimento do novo PdE V.N.Famalicão (REN).
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Estabelecimento de duas ligações do novo injetor para o lado oeste, com destino para a SE 60/15 kV Vila do Conde e a LN60 1085 Mosteiró-Beiriz. 2 Não foi encontrada outra alternativa economicamente viável.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 668 558
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	4 400	1 134	1 808	1 177	-	-
Instalações AT/MT	546	141	224	146	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 946</b>	<b>1 275</b>	<b>2 032</b>	<b>1 323</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	3 157	-	-	-	805	6 552
END	-	-	-	-	-	-
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3 157</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>805</b>	<b>6 552</b>

Ano 0: 2022 nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Os traçados previstos em rede aérea, dificultaram o seu estabelecimento nomeadamente próximo de Vila do Conde, conduzindo a um atraso na execução do projeto cuja conclusão está prevista para o primeiro semestre de 2022. A ligação do PdE Vila Nova de Famalicão à RND será assegurada com a conclusão do projeto da Fase 1.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

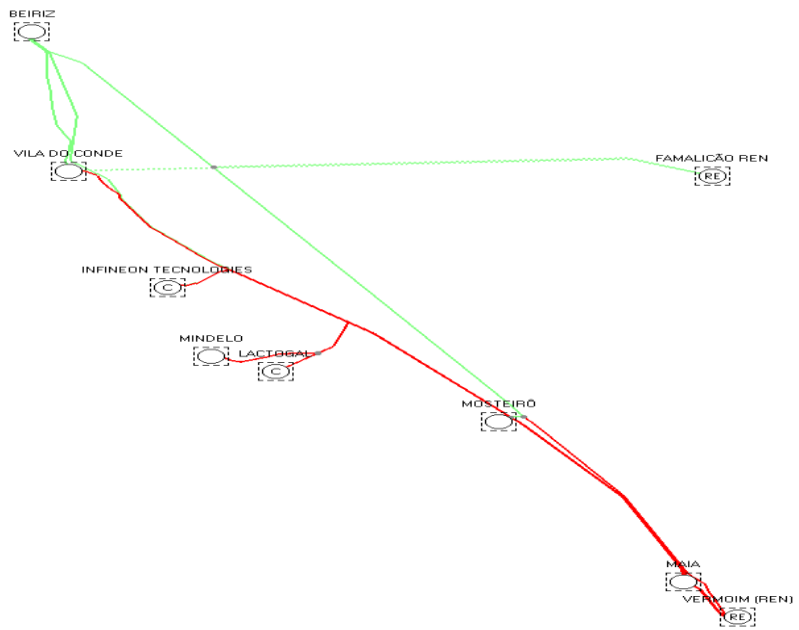


Figura 1. Ligação na rede existente

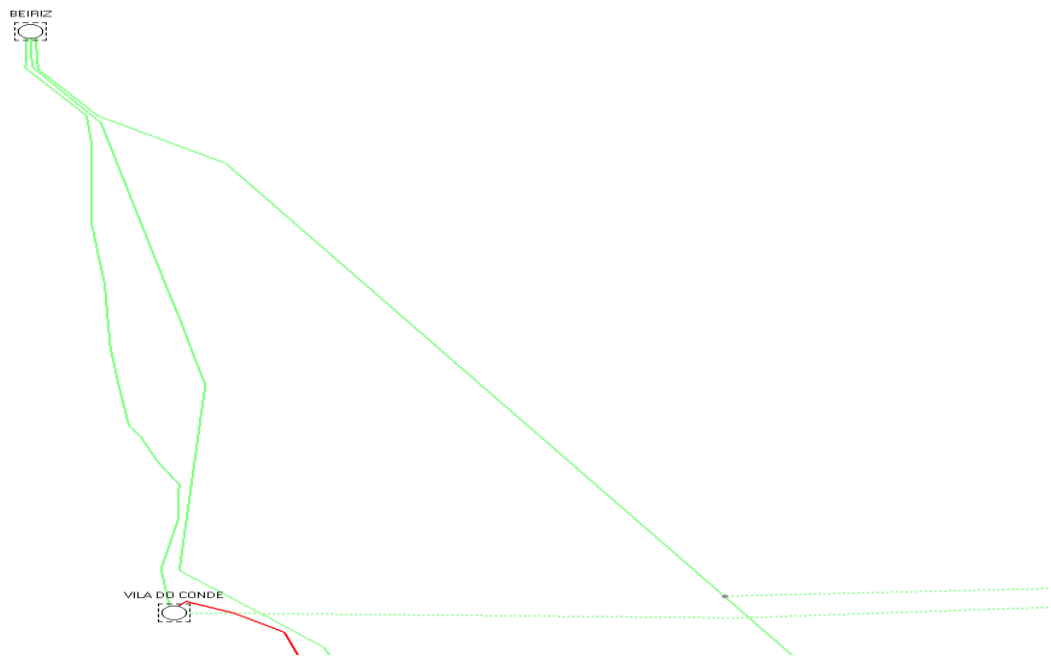


Figura 2, Pormenor da ligação à rede existente



**Ficha n.º 28 - Projeto Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Estarreja; Murtosa

Investimento (k€)	Total		2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	2 024	2 024		Incluído	Não	Não	Ficha n.º 28
Custos Totais	3 040	3 040					

<b>Motivação</b>	Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Aproximar a transformação AT/MT do centro de cargas.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/15 kV 31,5MVA no EcoParque empresarial de Estarreja, alimentada em anel na LN60 1479 Estarreja (REN)-Beduído.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	28 970
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 603 541
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

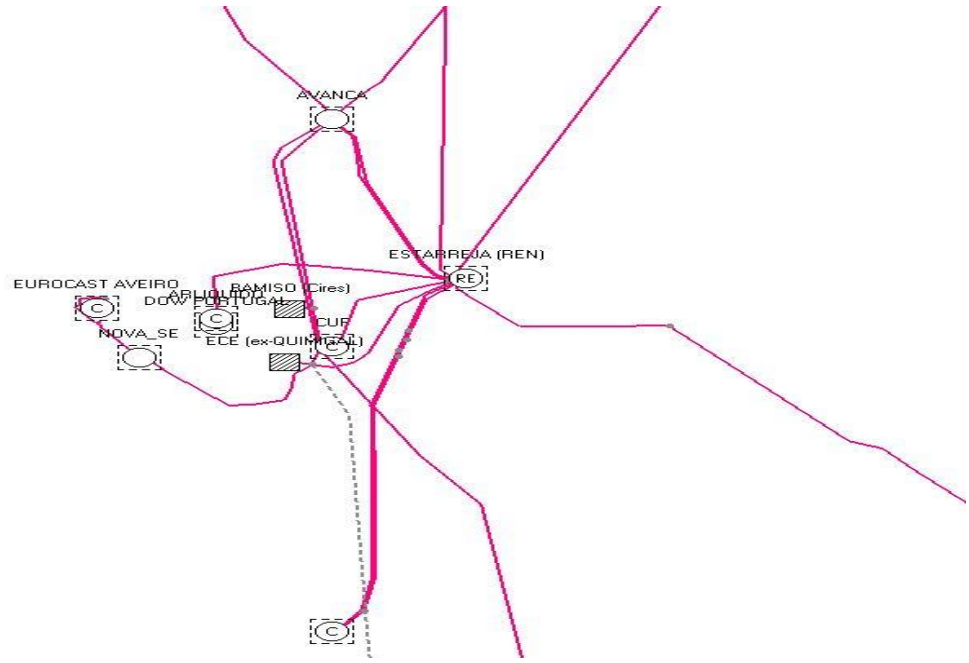
	Atualizado					
	ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	130	-	-	-	127	-
Instalações AT/MT	2 793	-	-	-	2 740	-
Rede MT	176	-	-	-	173	-
<b>TOTAL</b>	<b>3 099</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 040</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	3 142	-	-	-	-	7 671
END	1 038	-	-	-	-	2 607
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 180</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 278</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

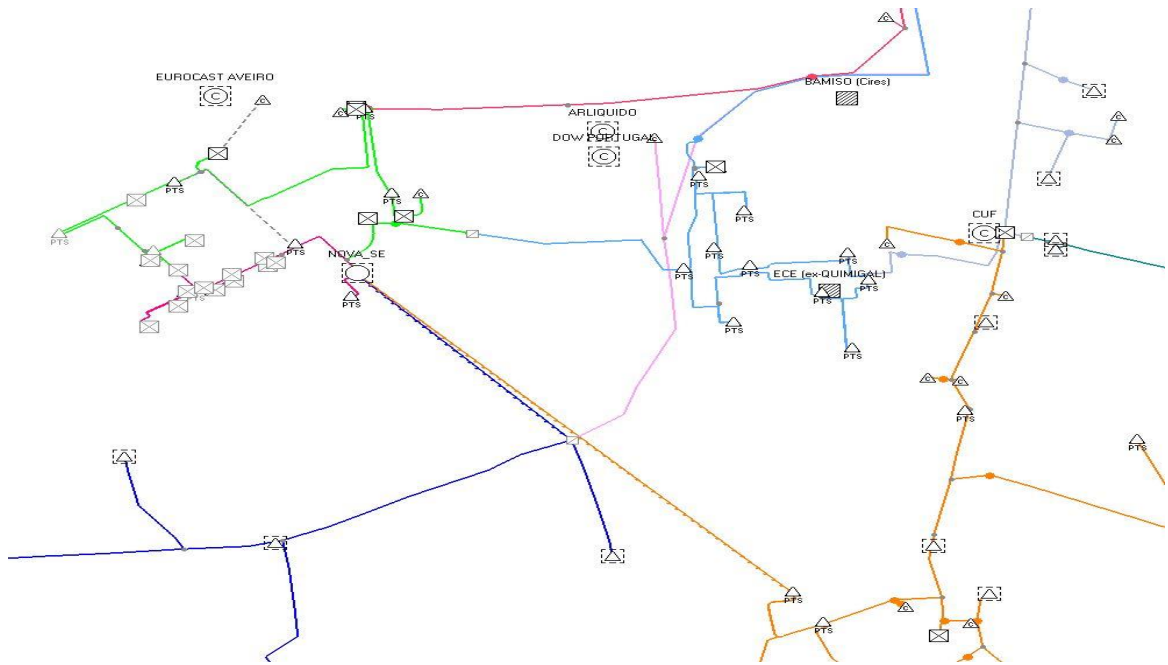
Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	193	1 206	2 242	2 242	2 242
Regime N-1 (kW)	14 659	18 541	22 398	27 413	32 910	32 910	32 910

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Rede AT



Rede MT





**Ficha n.º 29 - Projeto Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Arganil e Tábua

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	3 205	2 655
Custos Totais	5 115	4 237

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 57	Ficha n.º 29

<b>Motivação</b>	Resolver os constrangimentos da rede actualmente alimentada pela SE Fronhas, nomeadamente, a sobrecarga existente em regime N da linha MT Fronhas-Sarzedo, os valores de tensão do fim desta linha que se encontram próximos dos limites mínimos desejáveis, a PNG em regime N-1 e também as perdas na rede.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Interligação da linha MT Fronhas – S. M. Cortiça com a linha MT Fronhas – Z. Ind. Sarzedo.
<b>2</b>	Nova SE 60/15kV 20MVA na Zona Industrial de Sarzedo, alimentada em anel na LN60 1346 Tábua (REN)-Alto S. João.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Indicadores económicos e a resolução dos constrangimentos da rede da Alternativa 2 são mais interessantes que da Alternativa 1. O projecto assegura bialimentação à sede de concelho de Arganil.
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	75 714
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 800 740
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	1 367	214	295	459	280	-
Instalações AT/MT	3 324	521	718	1 116	681	-
Rede MT	909	143	196	305	186	-
<b>TOTAL</b>	<b>5 600</b>	<b>878</b>	<b>1 210</b>	<b>1 881</b>	<b>1 147</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	3 505	-	-	-	507	7 912
END	2 861	-	-	-	431	6 384
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>6 366</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>938</b>	<b>14 296</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	1 416	1 615	1 795	2 029	2 247	2 473	2 524
Regime N-1 (kW)	7 172	7 710	8 201	8 834	9 425	10 068	10 209

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Revisão em alta do projecto consequente da mudança de local prevista para a nova SE e consequente aumento de rede AT a construir. Na proposta do PDIRD-E 2020 (versão julho), este projeto tinha o término em 2022 (adiada 1 ano face à proposta final do PDIRD-E 2018) decorrente do atraso no processo de aquisição do terreno para a sua construção.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final (término em 2023).

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

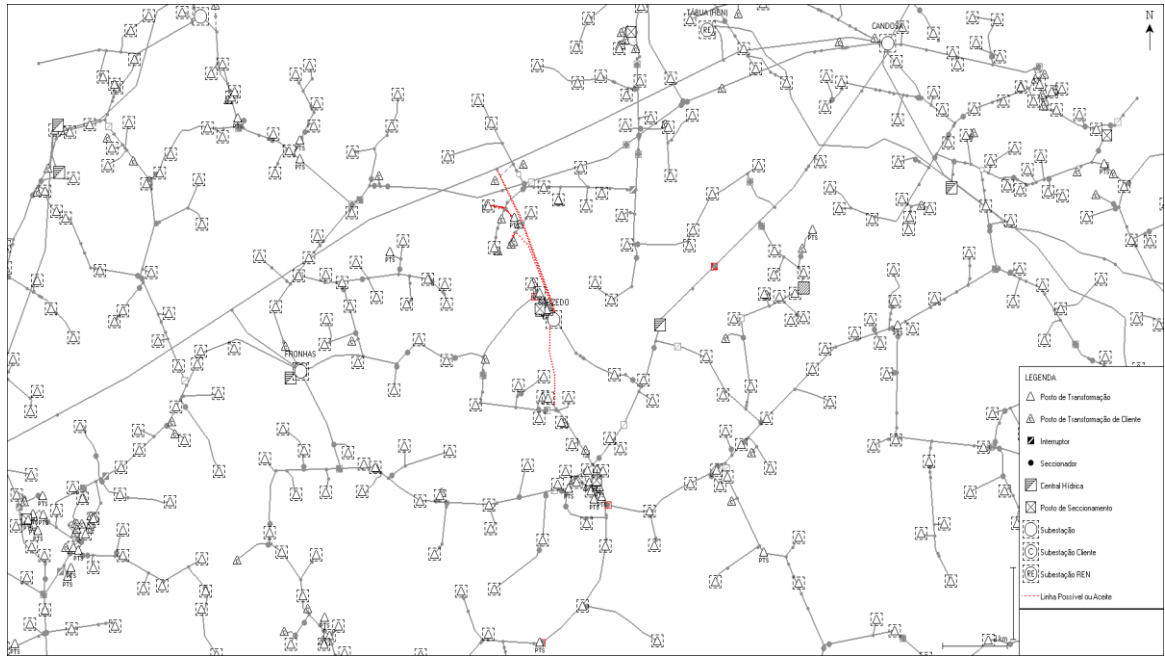


Figura 1. - Alterações da Rede AT e da Rede MT



**Ficha n.º 30 - Projeto Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almeirim; Alpiarça; Chamusca

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	2 428		2 428	Não	Ficha n.º 66
Custos Totais	3 813	3 813				

<b>Motivação</b>	Sobrecarga na transformação 60/30 da SE Almeirim, garantia de alimentação de consumos de Almeirim e Alpiarça, melhoria de eficiência da rede pela redução de perdas e melhoria de qualidade de serviço pela redução de comprimento de circuitos MT.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Reforço de potência da SE Almeirim com substituição do TP2 60/30 20MVA por TP 60/30 31,5MVA.
<b>2</b>	Nova SE 60/30kV 20MVA em Alpiarça, alimentada em antena por linha 60kV AA325 existente a partir da SE Almeirim.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Apesar de menor indicador B/C, motivado por um custo superior, adopta-se a alternativa 2 por gerar maiores benefícios para a rede, nomeadamente perdas e energia não distribuída e capacidade de satisfazer consumos num dos concelhos com maior crescimento de consumo de energia.
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	70 332
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	665 321
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	2 394

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado					
	ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	117	-	23	34	54	-
Instalações AT/MT	3 334	-	646	982	1 550	-
Rede MT	548	-	97	148	279	-
<b>TOTAL</b>	<b>3 999</b>	<b>-</b>	<b>766</b>	<b>1 164</b>	<b>1 883</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	774	-	-	-	84	1 882
END	2 567	-	-	-	322	6 007
Elim. Sobrecarga	5 305	-	-	-	-	17 019
<b>TOTAL</b>	<b>8 646</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>406</b>	<b>24 908</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	1 555	3 768	5 943	8 100	10 517
Regime N-1 (kW)	15 949	17 765	19 413	21 588	23 618	25 916	28 192

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Este estudo foi alvo de revisão e atualização mantendo-se na proposta inicial de PDIRD-E 2020, a calendarização da proposta final de PDIRD-E 2018.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final (adiado término para 2023).

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

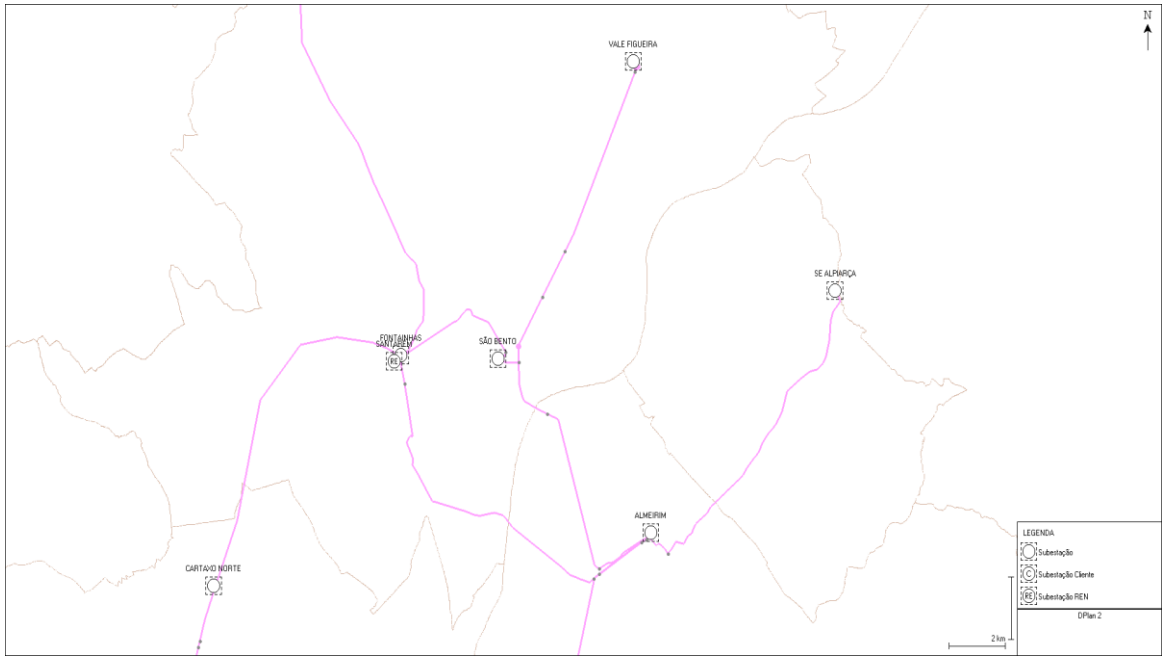


Figura 1. Ligação AT à nova SE Zona Industrial de Alpiarça

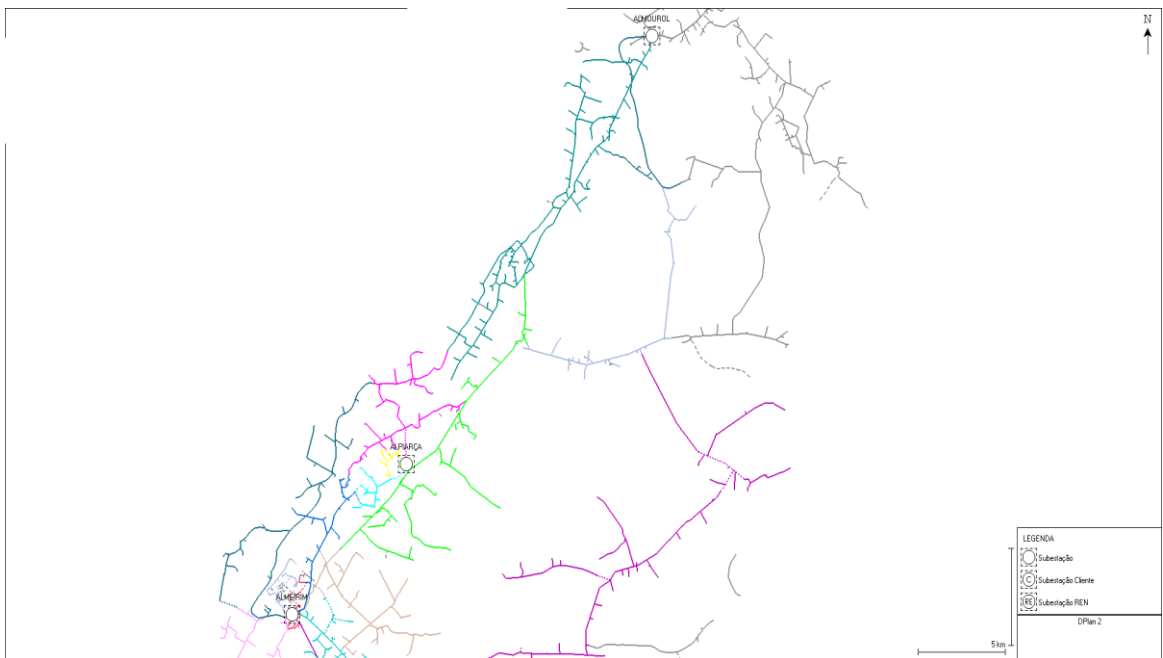


Figura 2. Integração da Rede MT afectada à nova SE Zona Industrial de Alpiarça





**Ficha n.º 31 - Projeto Nova SE 60/10 kV em Caxias**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Oeiras

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	4 610	649
Custos Totais	7 436	1 046

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 31

<b>Motivação</b>	Alimentação de novos consumos consequentes do estabelecimento do loteamento do Alto da Boa Viagem.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/10 kV 40MVA em Caxias, alimentada em antena na LN60 PS TRAJOUCE - PS ZAMBUJAL através de linha 60kV 2x3x1 AA325/LXHIOLE1000, permitindo a evolução da alimentação AT para anel. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A integração do loteamento na rede MT atual não garante recurso face ao valor potência requisitada e consumos existentes, conduzindo à necessidade de estabelecimento de uma nova subestação.
---------------------------------	---

<b>Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados								
							<b>Benefício</b>		
	Redução anual de END (kWh) (*)						68 408		
	Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)						4 536 526		
	Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)						3 365		
	(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)								
	Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais								
			<b>Atualizado</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>	
	<b>Investimento (k€)</b>		<b>ano 0</b>						
		Rede AT	3 542	-	-	-	475	2 904	
	Instalações AT/MT	3 884	-	-	-	521	3 184		
	Rede MT	369	-	-	-	49	302		
	<b>TOTAL</b>	<b>7 796</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 046</b>	<b>6 390</b>		
<b>Benefícios (k€)</b>									
	Perdas	5 267	-	-	-	-	13 658		
	END	2 454	-	-	-	-	6 157		
	Elim. Sobrecarga	8 012	-	-	-	-	23 923		
	<b>TOTAL</b>	<b>15 733</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43 737</b>		
<b>Ano 0:</b>		2027							
Tabela 3. Risco de Potência não garantida									
		<b>Potência não garantida</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
	Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0	70
	Regime N-1 (kW)	3 730	4 060	4 580	5 190	5 820	6 520	7 280	

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

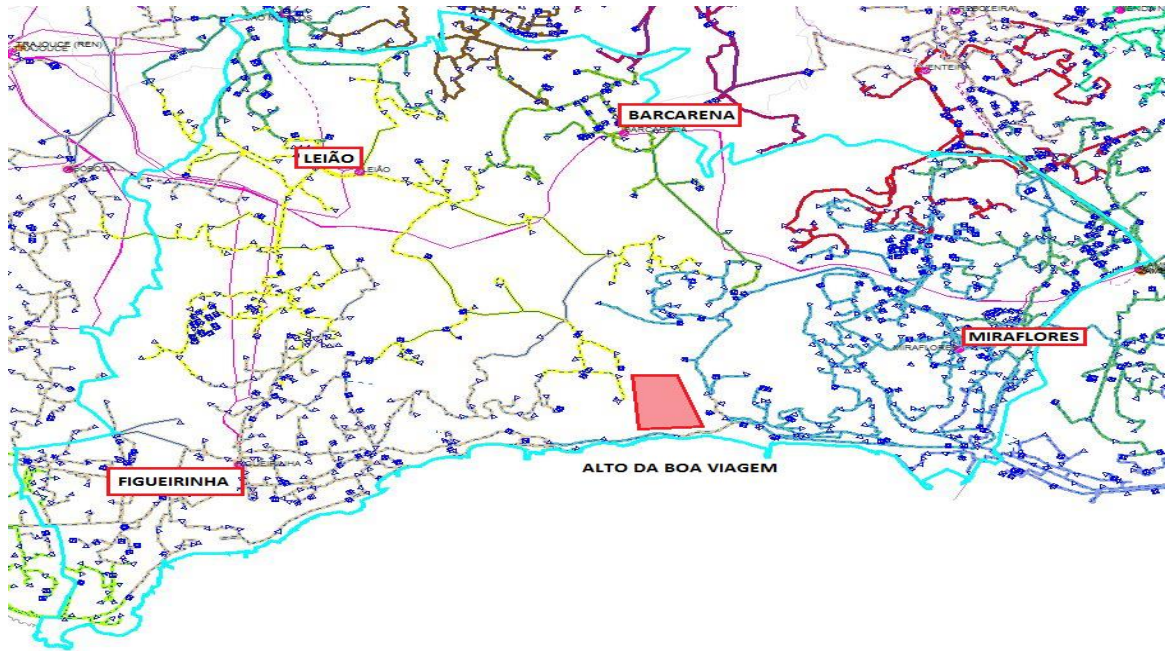


Figura 1. Enquadramento da localização do futuro loteamento face às subestações existentes.



Figura 2. - Intervenções propostas na rede MT.



**Ficha n.º 32 - Projeto Nova subestação AT/MT Caparide**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Cascais

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 590	3 590
<b>Custos Totais</b>	5 840	5 840

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 60	Ficha n.º 79	Ficha n.º 32

<b>Motivação</b>	Elevada utilização da transformação AT/MT na SE Parede e alimentação de novos consumos no concelho de Cascais resultantes de vários loteamentos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	<p>1 Nova SE 60/10kV 40MVA na freguesia localidade de Caparide, alimentação em antena à LA6043 através de 3,5km cabo LXHIOLÉ400. Inclui instalação de um PS AT GIS com 3 painéis de linha, junto da LA6043.</p> <p>2 Nova SE 60/10kV 40MVA na freguesia localidade de Caparide, alimentação em antena à LA6043 através de 3,5km cabo LXHIOLÉ400. Inclui transição aérea-subterrânea para derivação em "T" junto ao apoio 11 da LA6043.</p>
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>2</p> <p>A alternativa 2 apresenta melhores indicadores económicos e permite a evolução da rede AT com o eventual estabelecimento de PCAT próximo da SE Abóboda.</p>
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	87 639
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3 431 031
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	2 303	-	-	-	2 229	-
Instalações AT/MT	3 131	-	-	-	3 030	-
Rede MT	601	-	-	-	581	-
<b>TOTAL</b>	<b>6 035</b>	-	-	-	<b>5 840</b>	-
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	4 234	-	-	-	-	10 314
END	3 118	-	-	-	-	7 888
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>7 351</b>	-	-	-	-	<b>18 202</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	2 270	2 320	2 390	2 460	2 534	2 610
Regime N-1 (kW)	3 520	3 610	3 700	5 220	5 360	5 505	5 653

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Estudo revisto e atualizado em baixa. Atendendo a que o valor de PNG (N) estimados para o cenário de Risco (probabilidade de ocorrência de 10%) não ser significativo em 2025, adiou-se o início do projeto em 1 ano (2023) face à proposta final de PDIRD-E 2018.

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final (início em 2024).

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

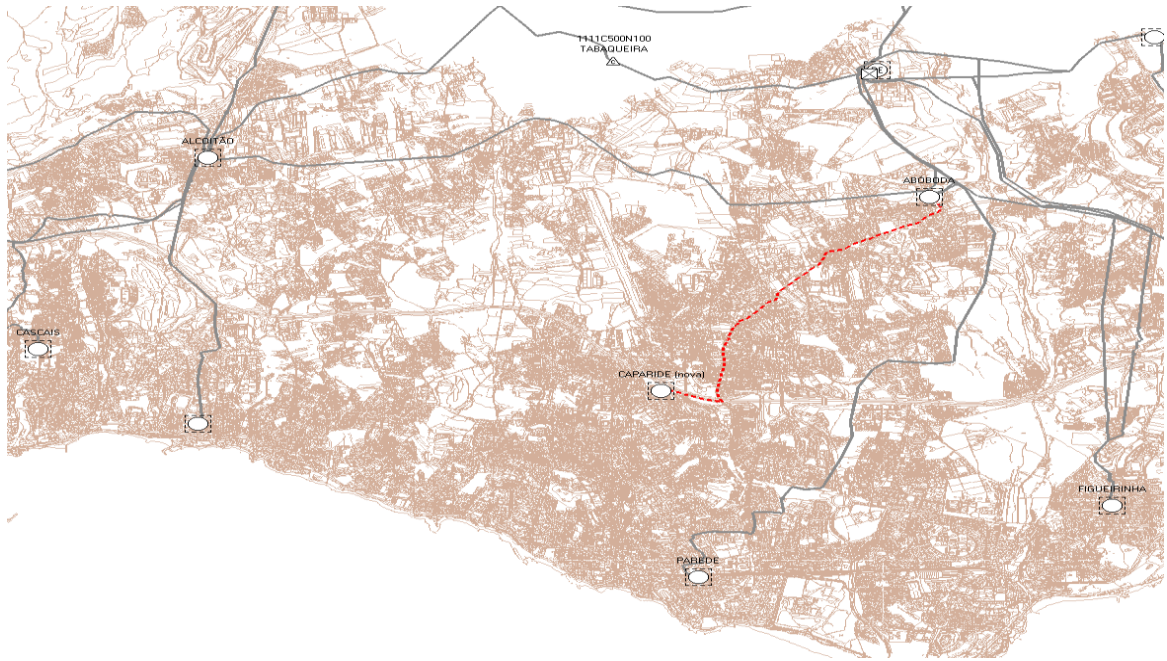


Figura 1. Rede AT.

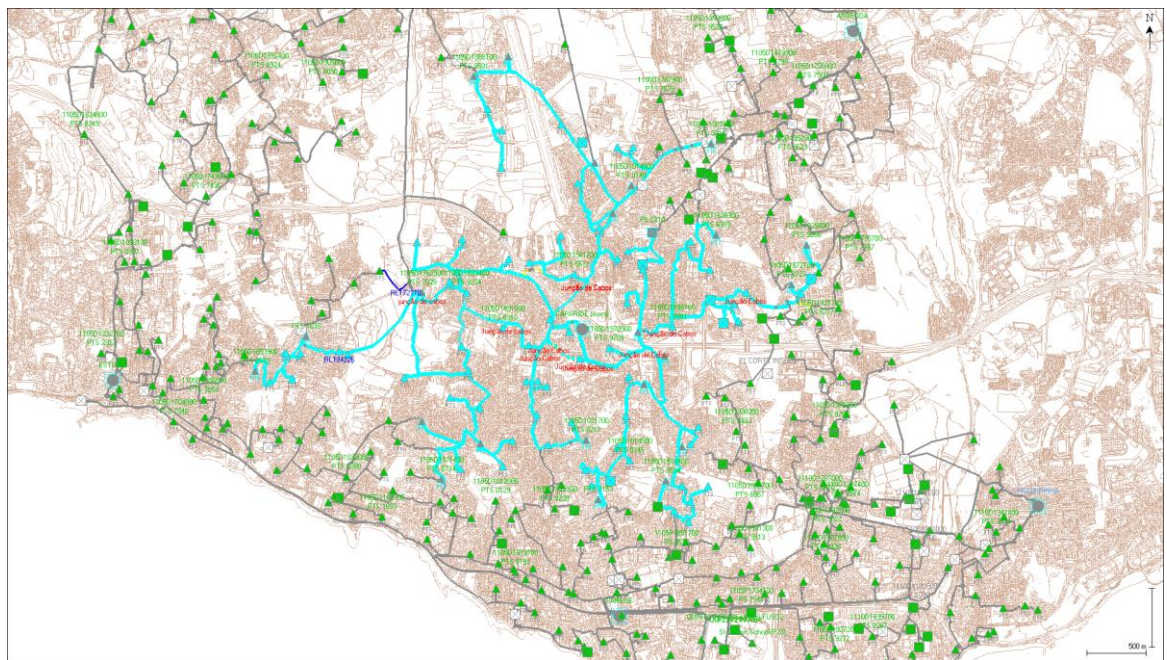


Figura 2. Área de Influência de alimentação da nova SE CAPARIDE.





**Ficha n.º 33 - Projeto Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 628	2 575
<b>Custos Totais</b>	5 800	4 116

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 58	Ficha n.º 78	Ficha n.º 33

<b>Motivação</b>	A contínua elevada utilização da SE Praça da Figueira registada ao longo dos anos e a sobrecarga pontual dos TPs AT/MT da SE associados à impossibilidade ao reforço de potência da SE quer ao nível de transformação quer ao nível de barramento MT.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/10 40MVA na freguesia de Arroios, alimentada por cabo subterrâneo 60kV a partir do PS Alto de São João.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Oportunidade de ligação em cabo subterrâneo ao PS Alto de São João, estabelecido em simultâneo com cabo duplo terno para ligação à SE Santa Marta e SE Arco Carvalhão.
---------------------------------	--

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	17 434
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	395 928
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	1 616

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	1 490	404	58	58	872	-
Instalações AT/MT	4 484	1 215	173	173	2 624	-
Rede MT	239	65	9	9	140	-
<b>TOTAL</b>	<b>6 214</b>	<b>1 683</b>	<b>240</b>	<b>240</b>	<b>3 637</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	463	-	-	-	72	1 022
END	666	-	-	-	105	1 464
Elim. Sobrecarga	4 797	-	-	-	-	10 072
<b>TOTAL</b>	<b>5 926</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>177</b>	<b>12 559</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	2 337	2 338	2 329	2 336	2 335	2 337	2 339
Regime N-1 (kW)	6 153	6 156	6 132	6 152	6 150	6 153	6 160

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

As dificuldades na aquisição do terreno inicialmente previsto para o estabelecimento desta subestação levaram à alteração do terreno, o que conduziu à necessidade de revisão da alimentação AT e da ligação à rede MT envolvente. Este facto conduziu a alterações no valor do projeto de investimento e na calendarização. A revisão da alternativa em novo local, mais afastado do centro de cargas, conduziu a solução de ligação à rede com menos intervenções.





**Ficha n.º 34 - Projeto Ligação ao PdE REN - Divor**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Évora

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído	Ficha n.º 78	Ficha n.º 103
<b>Custos Primários</b>	1 736	1 207				
<b>Custos Totais</b>	2 933	2 040				

<b>Motivação</b>	Inserção do novo PdE Divor (REN) na RND para melhorar a qualidade técnica de serviço e aumentar da eficiência da rede, nomeadamente redução de perdas AT.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Estabelecimento de duas novas linhas 60kV entre o PdE Divor (REN) - Montemor I e II
<b>2</b>	Nova linha 60kV dupla AA325 entre o PdE Divor (REN) e as LN60 0072 Caeira - Montemor I e LN60 0135 Caeira Montemor II.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 apresente melhores indicadores económicos.
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	466 555
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	2 783	830	1 898	-	-	-
Instalações AT/MT	209	62	143	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 993</b>	<b>892</b>	<b>2 040</b>	-	-	-
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	531	-	-	36	114	1 136
END	-	-	-	-	-	-
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>531</b>	-	-	<b>36</b>	<b>114</b>	<b>1 136</b>

**Ano 0:** 2021 nota: na avaliação económica do projeto considerou-se o investimento a realizar pela REN.

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento atualizado com a inclusão de intervenções nos SPCC da SE Montemor e da SE Caeira com inclusão de protecções diferenciais tendo em vista a ligação a um painel na RNT e acréscimo devido a atualização do orçamento das linhas aéreas AT.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

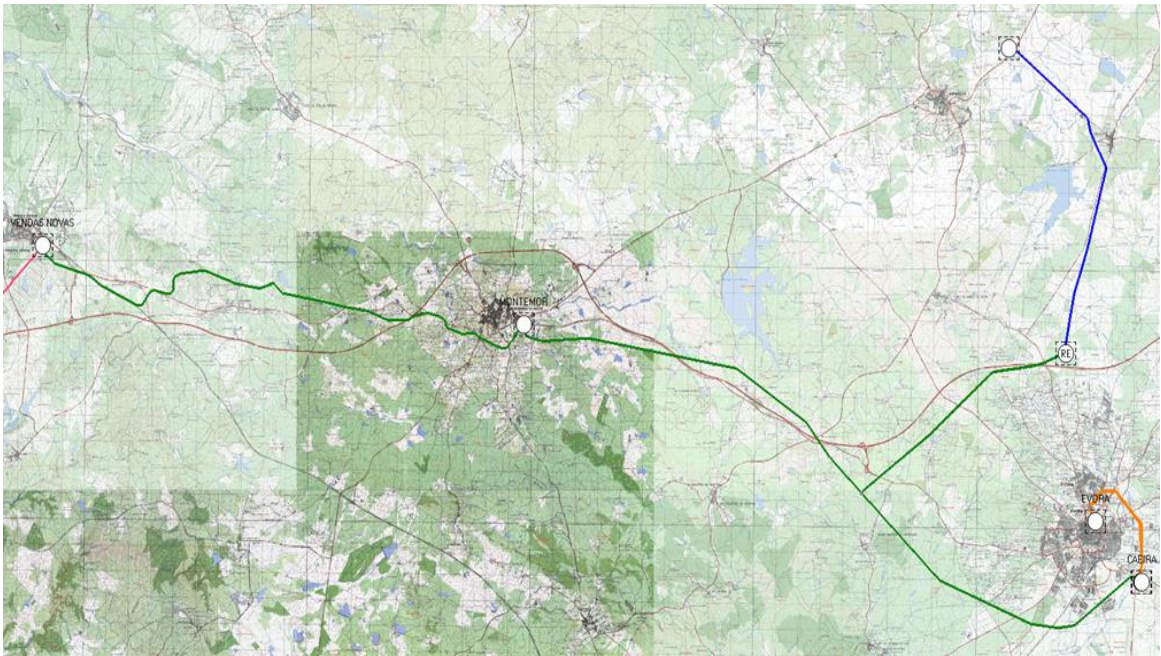


Fig. 1 - Alterações RAT

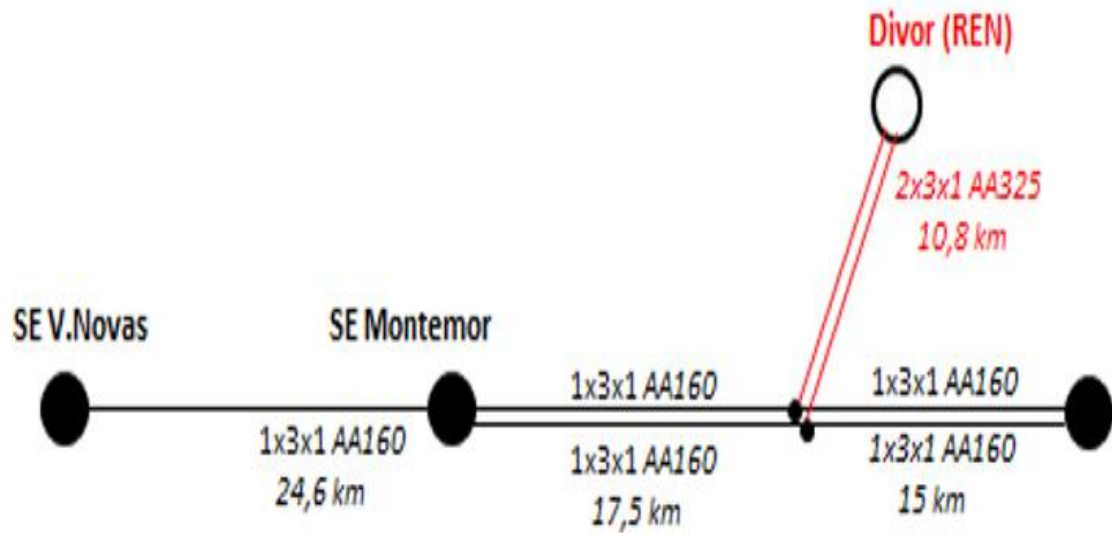


Fig. 2 - Esquema RAT





**Ficha n.º 35 - Projeto Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Cenário de Evolução de Consumos:** Central

**Concelhos:** Beja; Mértola

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 289	1 289
Custos Totais	2 036	2 036

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 35

<b>Motivação</b>	Necessidade de reforçar a rede 15 kV entre a SE Beja e Albernoa e entre SE Cerro Calvário e Corte Cobres, a fim de garantir reserva N-1 com condições regulamentares de queda de tensão.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Reforço do eixo principal Mértola-Corte Cobres e conversão para 30 kV da linha Ajustrel-Albernoa.
<b>2</b>	Reforço do eixo principal Mértola-Corte Cobres e da linha Beja-Albernoa.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 apresenta melhores indicadores técnico-económico, B/C , garantindo a reserva N-1 de linhas e melhorando as quedas de tensão da rede atual.
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	2 370
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	817 003
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	2 142	-	-	-	2 036	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 142</b>	-	-	-	<b>2 036</b>	-
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	1 007	-	-	-	-	2 483
END	87	-	-	-	-	213
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 094</b>	-	-	-	-	<b>2 696</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	353	366	379	396	546	573	625
Regime N-1 (kW)	2 496	2 587	2 673	2 900	3 050	3 166	3 350

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

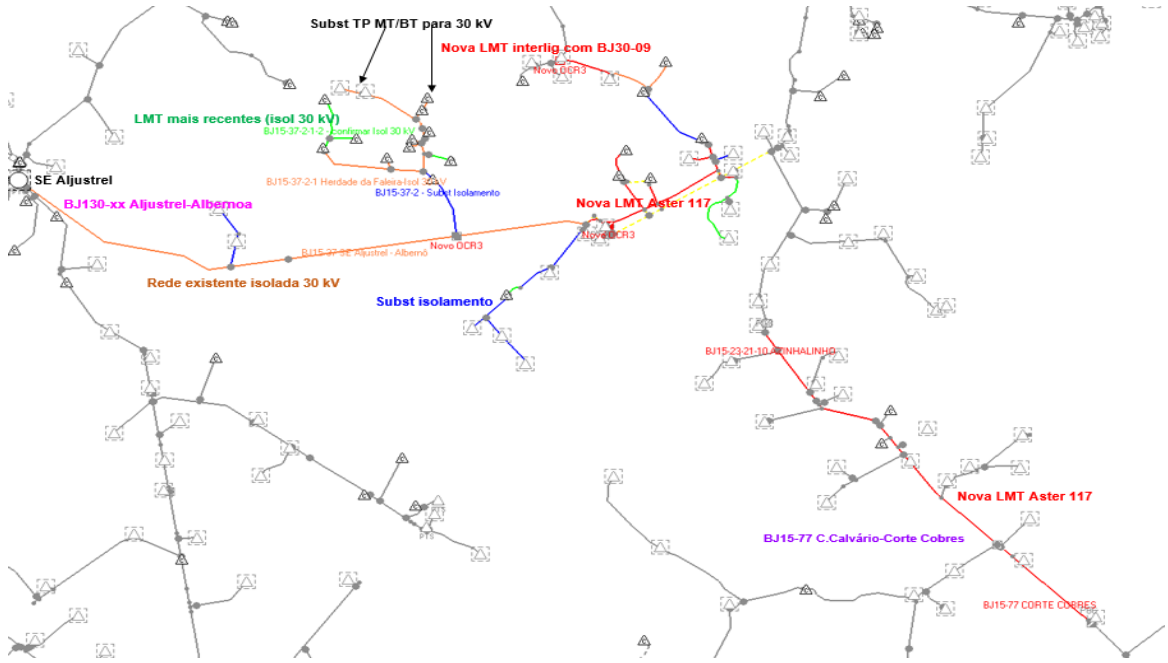


Figura 1. - Alternativa 1 em estudo

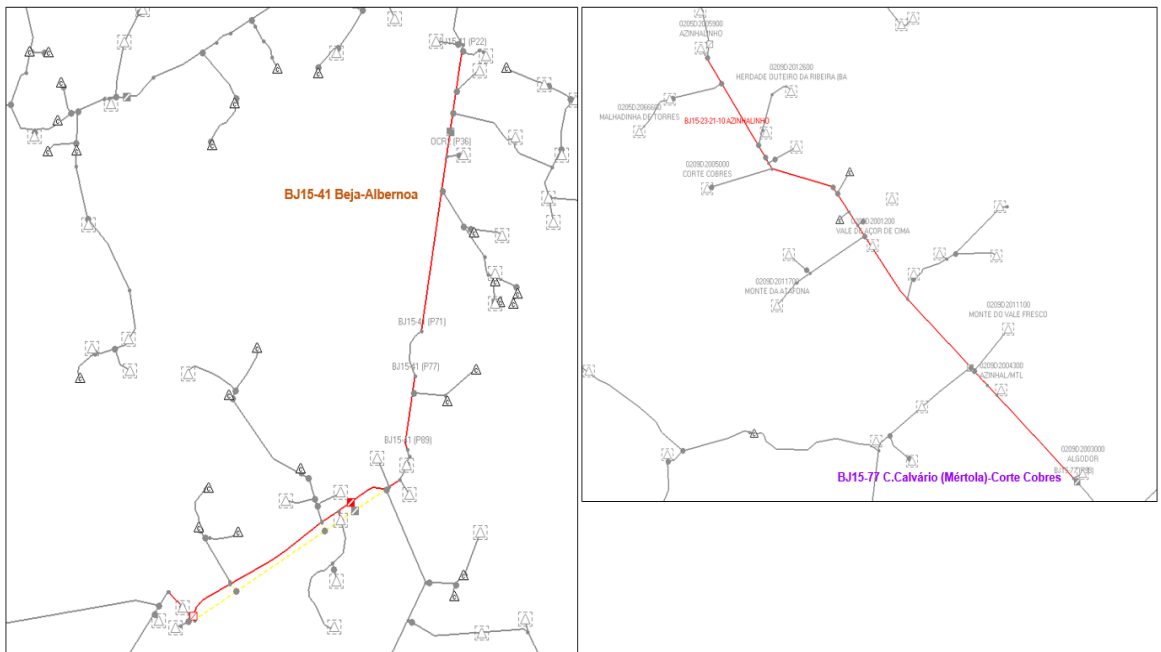


Figura 2. - Alternativa 2 em estudo



**Ficha n.º 36 - Projeto Aumento de potência na SE Valpaços**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Valpaços

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	900	900
Custos Totais	1 411	1 411

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 36

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Valpaços, através do reforço de potência na SE Valpaços. Garantia de reserva N-1 à sede de concelho de Valpaços e melhoria da qualidade de serviço na rede. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Valpaços
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Reforço de potência na SE Valpaços com instalação de novo TP 60/15kV 20MVA e ampliação do andar MT. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	18	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 440	-	423	988	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 440</b>	<b>-</b>	<b>423</b>	<b>988</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 37 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Vila Flor, Torre de Moncorvo, Carrazeda de Ansiães

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	1 900	1 900		Não	Não	Ficha n.º 37
Custos Totais	2 986	2 986				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor através da instalação de uma nova SE AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Vila Flor
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Vila Flor alimentada em anel na linha LN60 POCINHO (REN) - MIRANDELA. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	18	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	291	-	-	-	287	-
	Instalações AT/MT	2 737	-	-	-	2 699	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 028</b>	-	-	-	<b>2 986</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

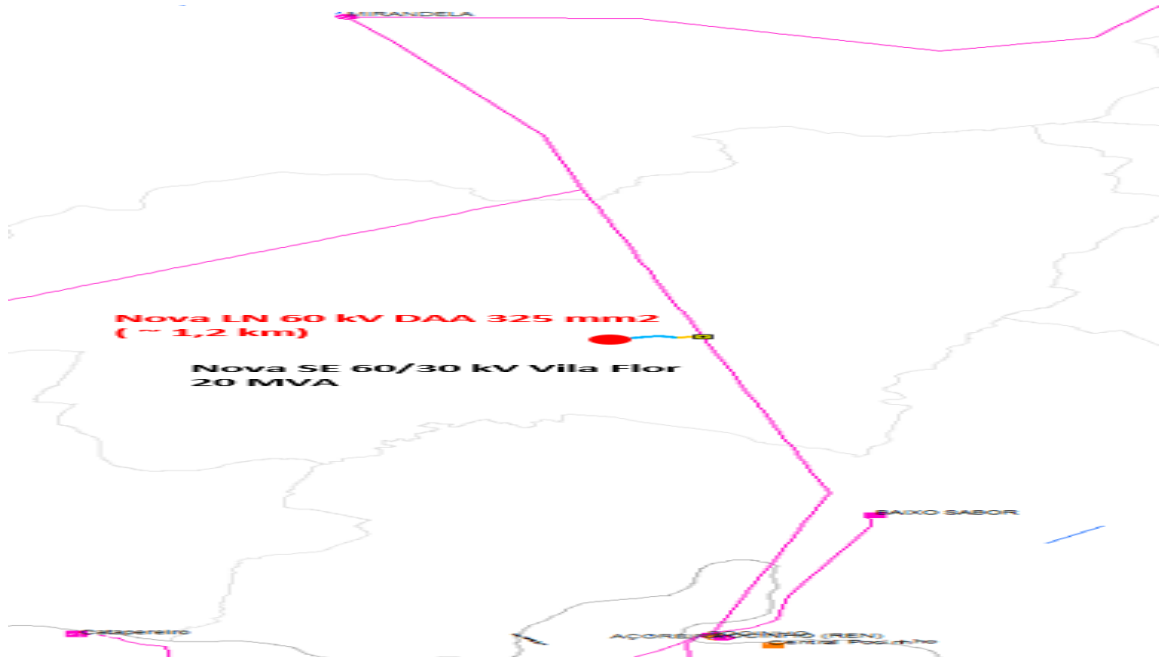


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor (rede AT)



Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor



**Ficha n.º 38 - Projeto Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Pinhel, Figueira de Castelo Rodrigo, Vila Nova de Foz Côa, Mêda

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	4 673		573	Não	Não
<b>Custos Totais</b>	<b>7 662</b>	<b>939</b>				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Meda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão Móvel; Recurso N-1 às sedes de concelho de Pinhel e de Fig. Castelo Rodrigo. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: SE Marvão
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição da atual SE Marvão, móvel, por uma nova SE 60/30kV 20MVA com andar MT e AT. Nova linha 60kV simples AA325 entre a SE Marvão e a SE Pinhel para recurso às duas SE's atualmente em antena.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	9	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	4 970	-	-	-	582	4 169
	Instalações AT/MT	3 044	-	-	-	357	2 554
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>8 014</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>939</b>	<b>6 723</b>
<b>Ano 0:</b>	2027						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

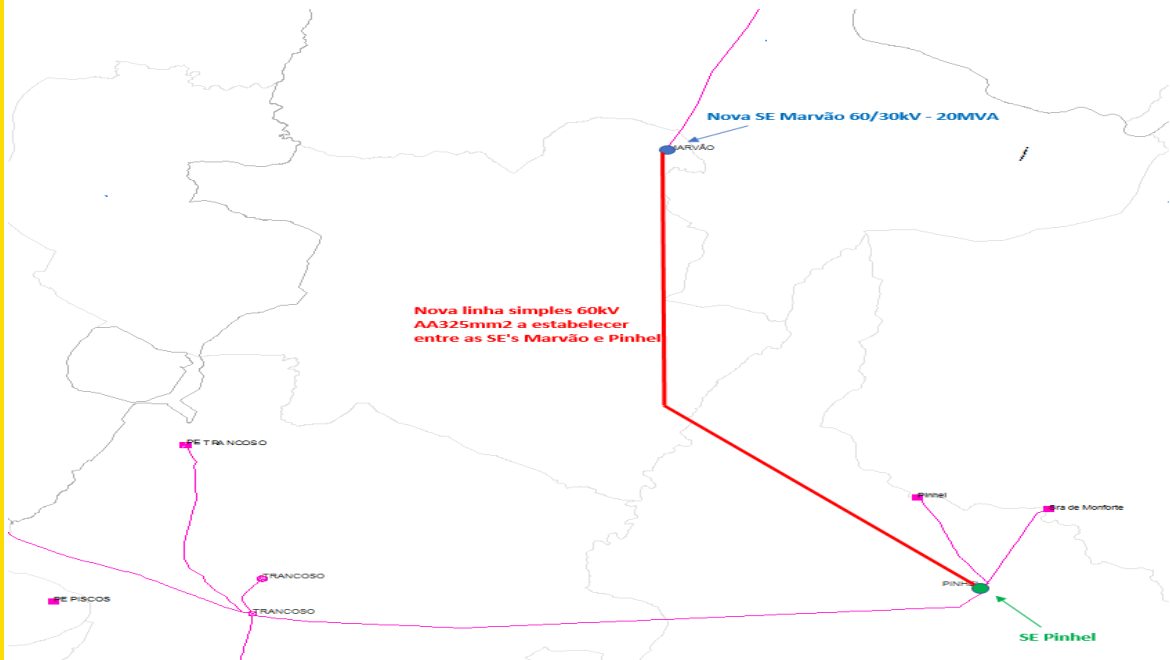


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV Marvão (rede AT)



**Ficha n.º 39 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Benavente

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	4 126	4 126
Custos Totais	6 774	6 774

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 39

<b>Motivação</b>	Aumento capacidade receção produção na zona de Santo Estêvão, Benavente, com a instalação de nova SE AT/MT. Redução de comprimentos MT com melhorias a nível dos indicadores de perdas, qualidade de serviço. Este projeto cria capacidade de receção nas SE's: Nova Sto Estêvão, Carrascal
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Santo Estêvão alimentada em anel na LN60 6531 CARRASCAL-CORUCHE. Reforço das duas LN 60kV entre Porto Alto (REN) e a SE Carrascal, de linha simples AA325 para dupla AA325. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	99	18% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	3 890	-	-	-	3 846	-
	Instalações AT/MT	2 961	-	-	-	2 928	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>6 851</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6 774</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2024						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

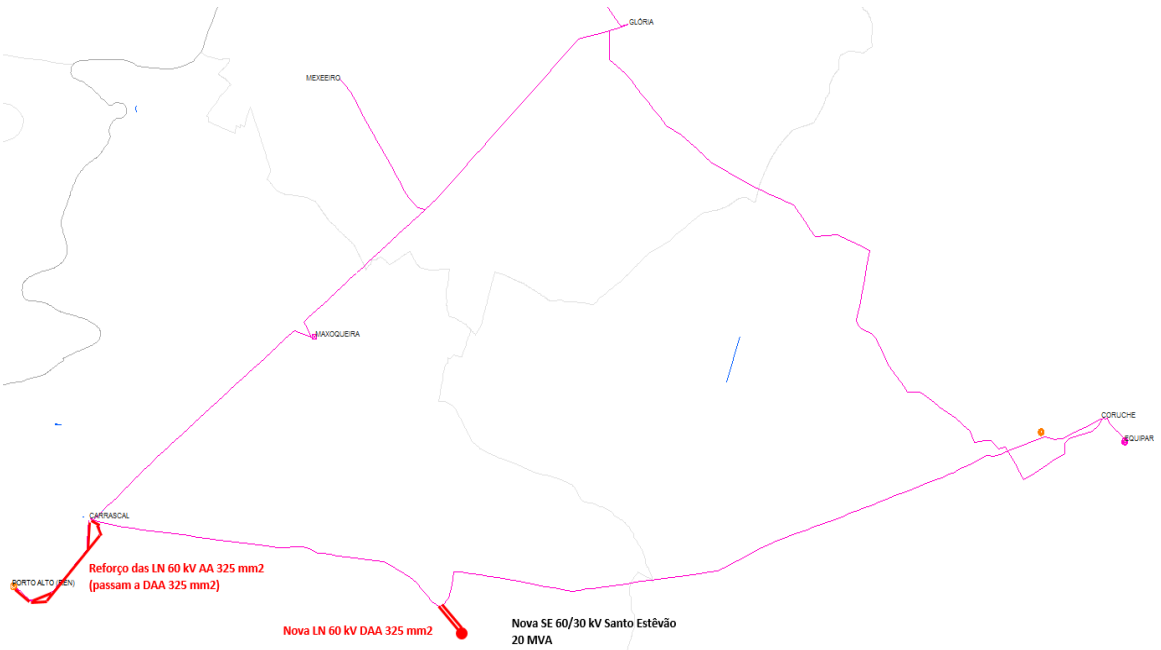


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão (rede AT)



**Ficha n.º 40 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Sousel, Estremoz

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	3 127	3 127		Não	Não	Ficha n.º 40
Custos Totais	5 204	5 204				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Sousel, com instalação de nova SE AT/MT e na SE do Maranhão com o reforço da alimentação AT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhorias a nível dos indicadores de perdas, qualidade serviço. Aumento Cap. Receção SE: Nova Sousel, Maranhão
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Sousel alimentada em anel na linha 60kV em construção Estremoz (REN) - Maranhão. Reforço de 18km da Ln60 6514 Estremoz-Maranhão de AA160 para AA325. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	50	36% MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	
	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	3 670	-	-	-	3 670	-
		Instalações AT/MT	1 587	-	-	-	1 534	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>5 257</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 204</b>	<b>-</b>
	<b>Ano 0:</b>	2024						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Sousel (rede AT)



**Ficha n.º 41 - Projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Portalegre

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 300	2 300
<b>Custos Totais</b>	3 684	3 684

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 41

<b>Motivação</b>	Aumento capacidade receção produção na zona de Portalegre, com instalação de nova SE AT/MT e reforço rede AT montante Reserva N-1 à capital de distrito Portalegre Redução do comp.circuitos MT com melhoria de perdas e QS. Criação capacidade receção nas SE's: Nova ZI Portalegre, S.Vicente, Alpalhão
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA na Zona Industrial de Portalegre, em terreno existente, alimentada em anel na LN60 SÃO VICENTE - ALCÁÇOVA. Reforço da capacidade do eixo AT Falagueira (REN)-Alpalhão-S. Vicente, através do alteamento da linha.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	27	68% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 156	-	-	-	1 139	-
	Instalações AT/MT	2 582	-	-	-	2 545	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 738</b>	-	-	-	<b>3 684</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2024						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

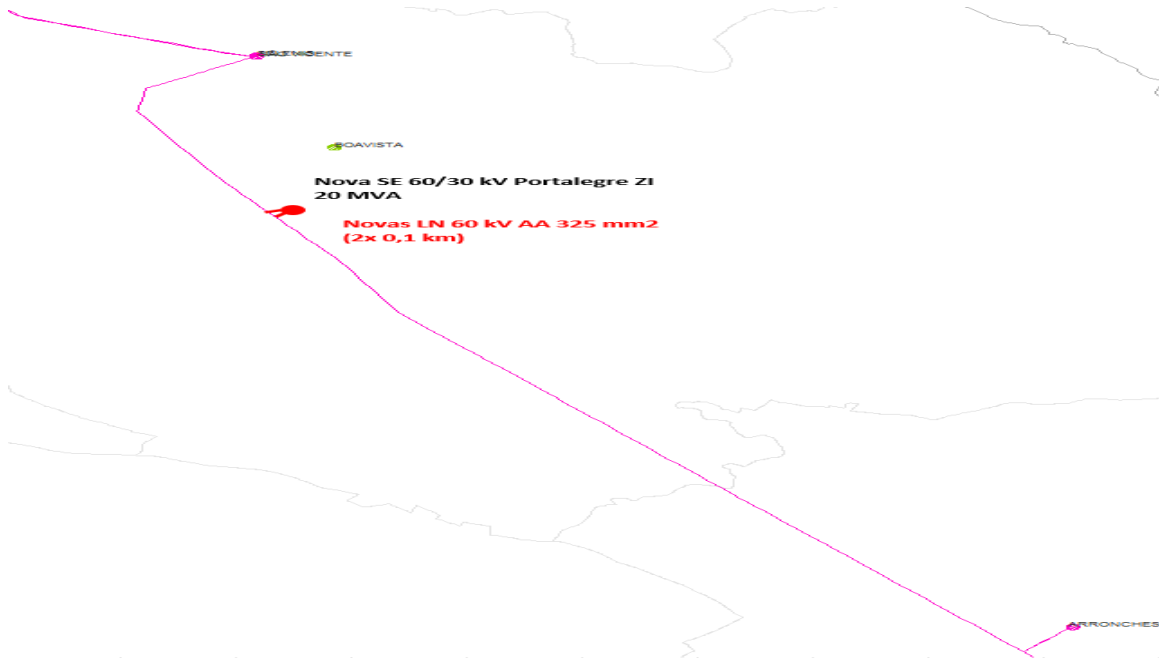


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede AT)

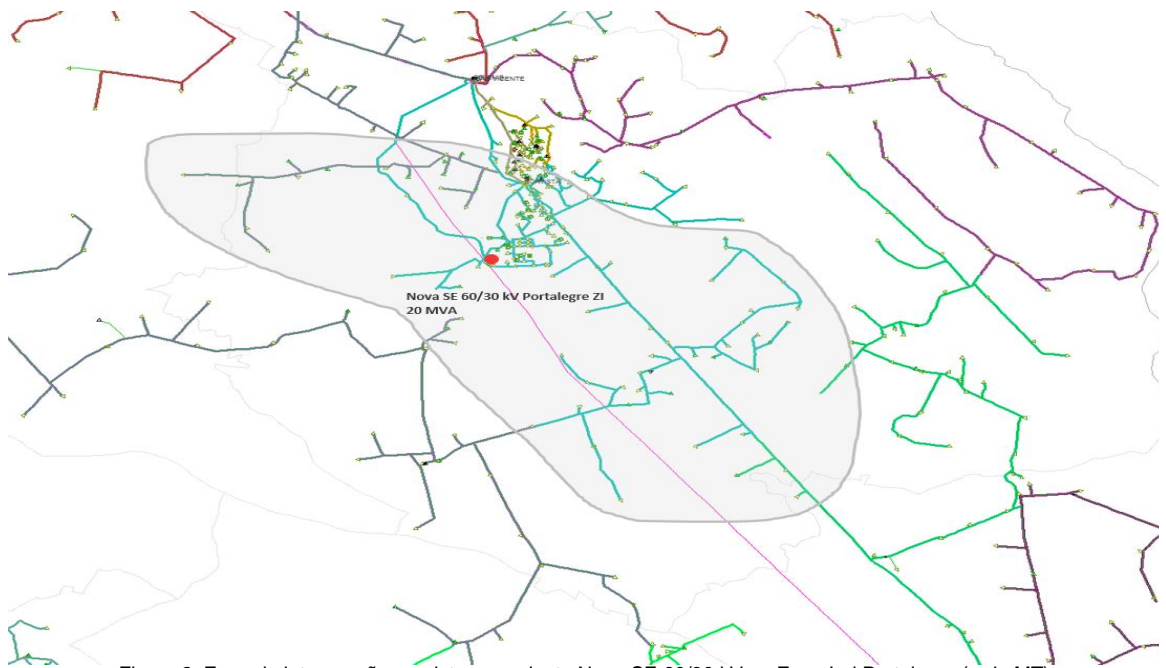


Figura 2: Zona de intervenção prevista no projecto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede MT)



**Ficha n.º 42 - Projeto Aumento de potência na SE Estremoz**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Estremoz, Arraiolos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	500	500
Custos Totais	790	790

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 42

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na rede MT alimentada pela SE Estremoz, através da substituição do transformador de Potência II 60/30/15kV com potência nominal de 20MVA por um transformador de 31,5MVA. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: SE Estremoz
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Reforço de potência na SE Estremoz com substituição de TP 60/30/15kV 20MVA por TP 60/30/15kV 31,5MVA.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	10	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	790	-	790	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>790</b>	<b>-</b>	<b>790</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 43 - Projeto Aumento de potência na SE Moura**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Moura

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 300	1 300
Custos Totais	2 024	2 024

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 43

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Moura, através de reforço de potência na SE Moura. A remodelação e ampliação do barramento 30kV permitirá novas ligações com conseqüentes melhorias de perdas e de qualidade de serviço. Este projeto cria capacidade de receção na SE: Moura
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Reforço de potência na SE Moura com substituição de TP 60/30kV 10MVA por TP 60/30kV 20MVA. Remodelação e ampliação do andar 30kV. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
	(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	18      100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	-	-	-	-	-	-
	2 104	-	-	-	2 024	-
	-	-	-	-	-	-
	<b>2 104</b>	-	-	-	<b>2 024</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 44 - Projeto Aumento de potência na SE Porteirinhos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Almodôvar, Castro Verde, Odemira, Mértola

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	1 000	1 000		Não	Não	Ficha n.º 44
Custos Totais	1 569	1 569				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na rede de MT alimentada pela SE Porteirinhos, através da instalação de 2º transformador de potência nesta subestação. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: SE Porteirinhos
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Reforço de potência na SE Porteirinhos com instalação de novo TP 60/30kV 20MVA e ampliação do andar MT . 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	18	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 600	-	471	1 098	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 600</b>	<b>-</b>	<b>471</b>	<b>1 098</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--



**Ficha n.º 45 - Projeto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Arronches, Monforte, Estremoz

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	4 970		4 970	Não	Não
Custos Totais	8 397	8 397				

<b>Motivação</b>	Aumento capacidade receção de produção na região de Arronches, com o estabelecimento de nova LN60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz e SE Arronches. Melhoria da qualidade de serviço pela possibilidade de exploração em malha fechada. Criação capacidade de receção nas SE's:Arronches, Alcáçova
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova linha 60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz (REN) e a SE Arronches. Construção de andar 60kV na SE Arronches.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	80	0% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	7 409	-	-	-	7 285	-
	Instalações AT/MT	1 132	-	-	-	1 113	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>8 541</b>	-	-	-	<b>8 397</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches (rede AT)

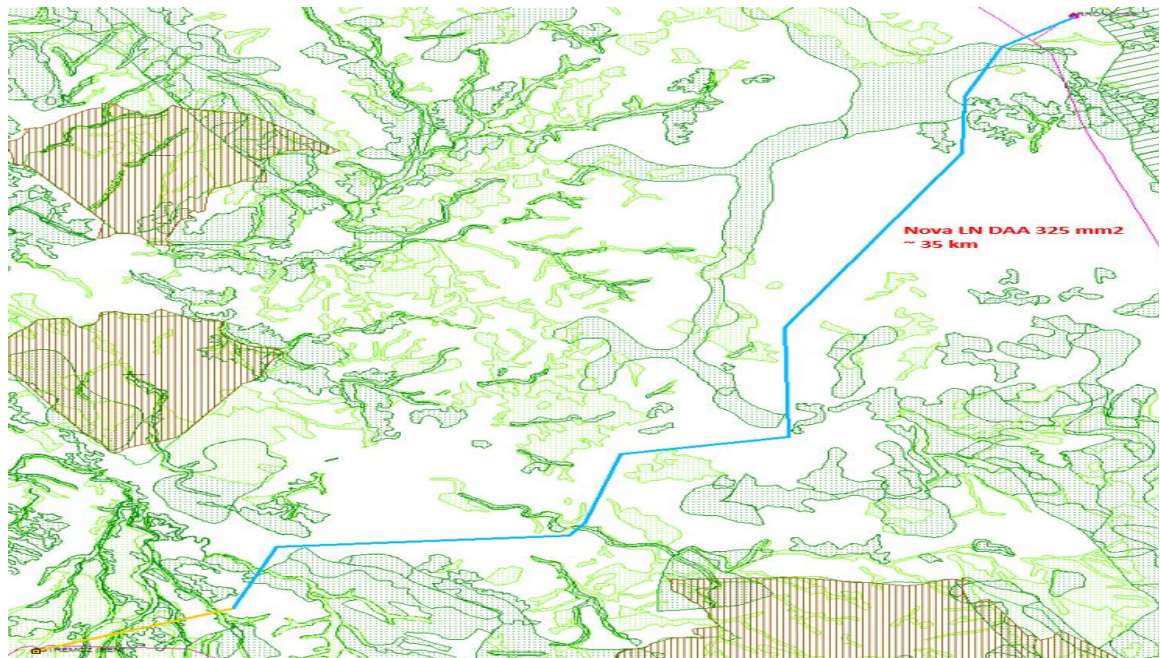


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projecto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches



**Ficha n.º 46 - Projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Santiago do Cacém

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	3 006	3 006
Custos Totais	4 832	4 832

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 46

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Santo André, através de instalação de uma nova SE 60/30/15 kV. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Sto André
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30/15 kV 31,5MVA em Santo André alimentada em antena linha dupla AA325 a partir do PdE Sines (REN). 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	96	30% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 619	-	-	-	1 601	-
	Instalações AT/MT	3 268	-	-	-	3 232	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 887</b>	-	-	-	<b>4 832</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.







**Ficha n.º 47 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Castro Verde

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 511	930
Custos Totais	4 043	1 497

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 47

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na região de Castro Verde através de instalação de uma nova SE AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Castro Verde
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30kV 20MVA em Castro Verde, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	50	36% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 421	-	-	-	514	873
	Instalações AT/MT	2 722	-	-	-	984	1 672
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 144</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 497</b>	<b>2 546</b>
<b>Ano 0:</b>	2026						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

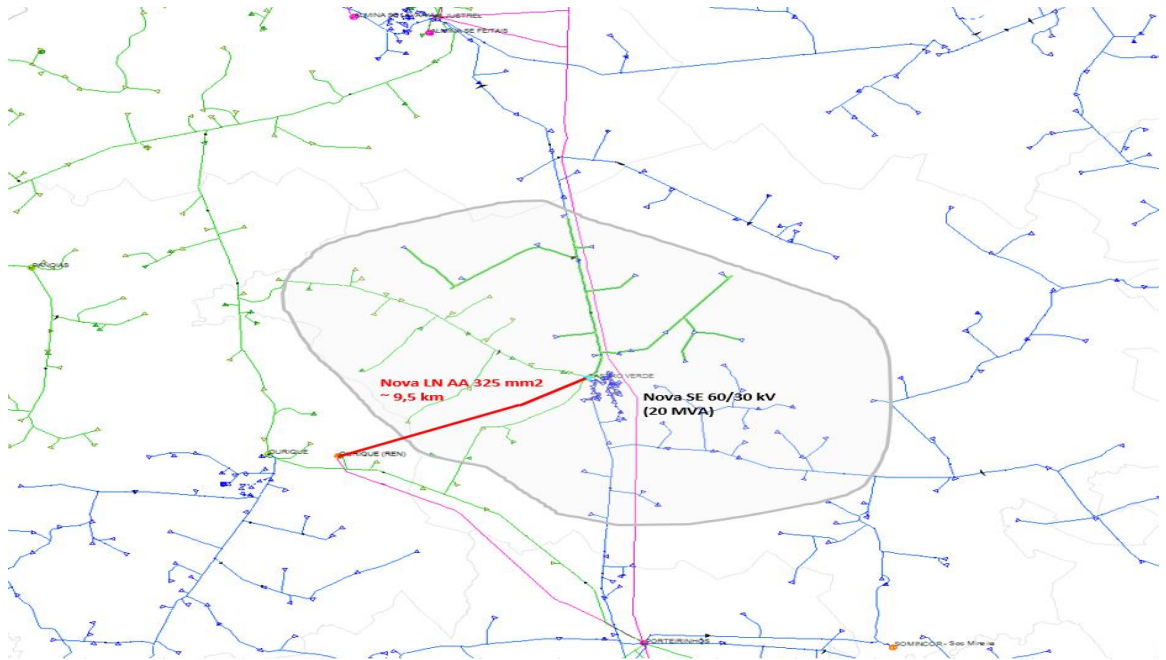


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

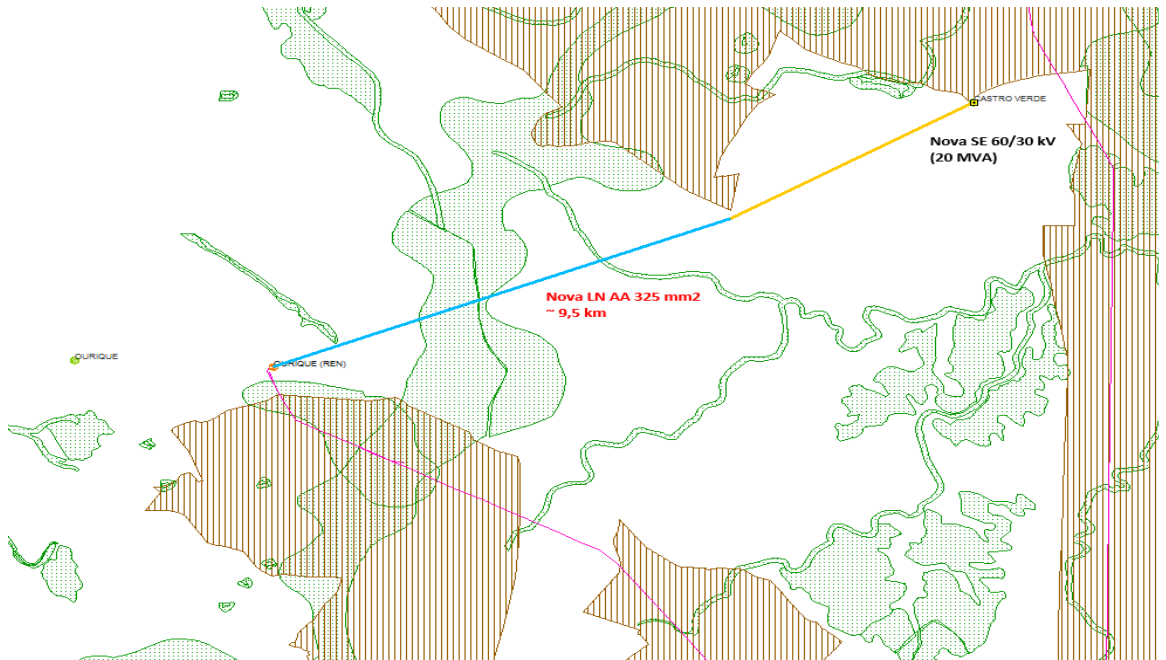


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde



**Ficha n.º 48 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Lousal**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Santiago do Cacém, Grândola, Ferreira do Alentejo

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	1 906	1 906		Não	Não	Ficha n.º 48
Custos Totais	2 983	2 983				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção nas áreas de influência da SE Santiago, SE Ferreira do Alentejo e SE Vale de Gaio. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Lousal
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Lousal alimentada em anel na LN60 0013 F.ALENTEJO (REN) - SANTIAGO. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	29	63% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	660	-	-	170	478	-
	Instalações AT/MT	2 377	-	-	613	1 723	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 036</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>783</b>	<b>2 201</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.







**Ficha n.º 49 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Ourique**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Ourique

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 075	650
Custos Totais	3 297	1 033

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 49

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na região de Ourique, através de instalação de uma nova subestação AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Ourique
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30kV 20MVA em Ourique, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	50	36% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	655	-	-	-	201	440
	Instalações AT/MT	2 712	-	-	-	832	1 824
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 367</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 033</b>	<b>2 264</b>
<b>Ano 0:</b>	2026						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

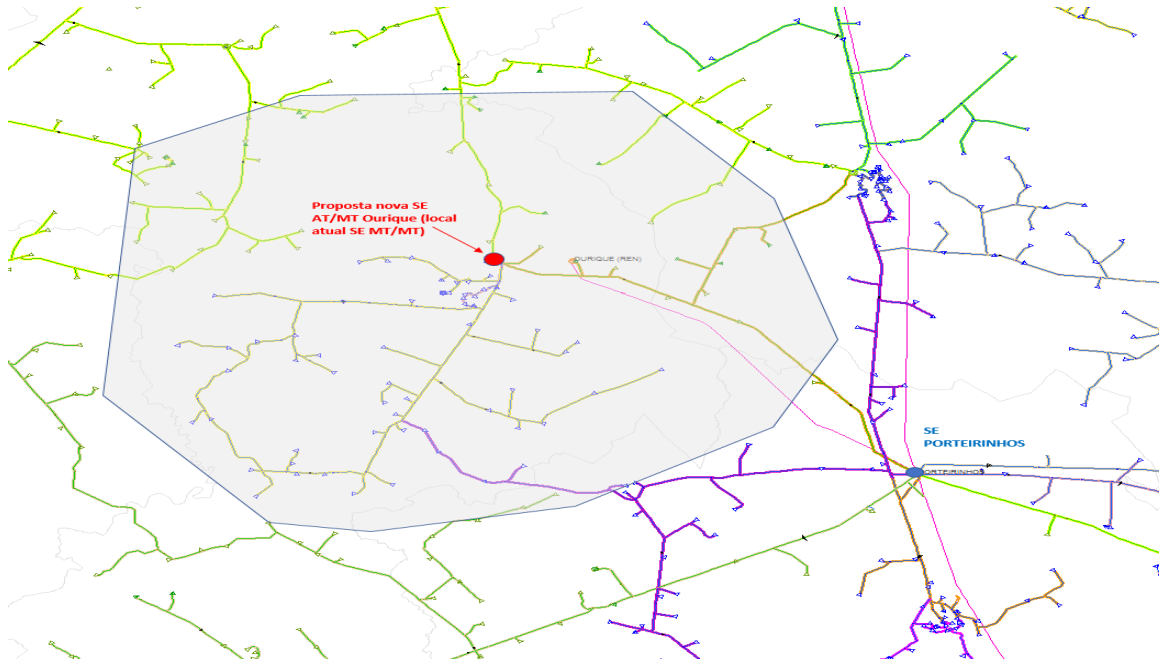


Figura 1: Zonas de intervenção previstas no projecto Nova SE 60/30 kV em Ourique (rede MT)



**Ficha n.º 50 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Portel**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Portel

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 924	1 924
<b>Custos Totais</b>	3 015	3 015

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 50

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Portel, através de instalação de uma nova SE AT/MT, Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE: Nova SE Portel
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Portel alimentada em anel na LN60 6498 PS V.MOURA - PS ÁLAMOS. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	31	59% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	157	-	-	40	114	-
	Instalações AT/MT	2 911	-	-	744	2 118	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 068</b>	-	-	<b>784</b>	<b>2 231</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2023						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.

**Ficha n.º 51 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Sines**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Sines, Santiago do Cacém

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	1 200		1 200	Não	Não
Custos Totais	1 883	1 883				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na área de Sines, nomeadamente na rede de Média Tensão. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas, de qualidade de serviço, e das condições de recurso à SE Monte Feio. Este projeto cria capacidade de receção na SE: Nova SE Sines
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30kV 31,5MVA integrada no PCAT ZILS. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	28	100% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 958	-	1 099	785	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 958</b>	<b>-</b>	<b>1 099</b>	<b>785</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

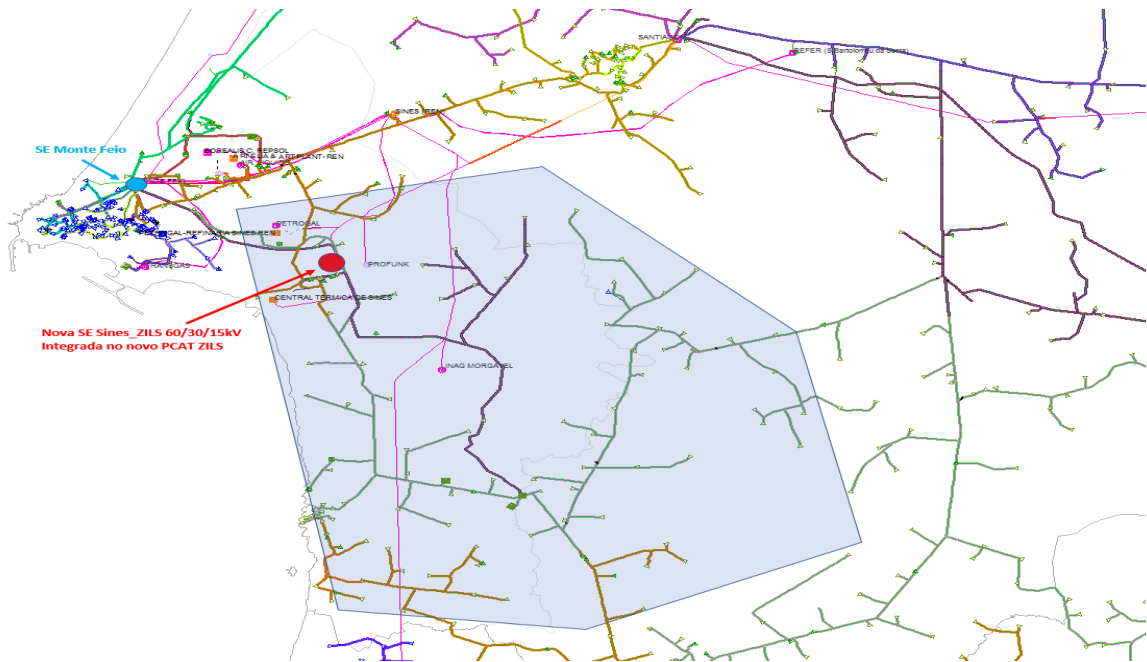


Figura 1: Zonas de intervenção previstas no projecto Nova SE 60/30/15 kV em Sines (rede MT)



**Ficha n.º 52 - Projeto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo (REN)-Beja**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Ferreira Alentejo, Beja

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	6 898	6 898
Custos Totais	11 796	11 796

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 52

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção no eixo F.Alentejo-Beja.Retirada de linhas aéreas AT da zona urbana de Beja.Melhoria da garantia de abastecimento à capital de distrito Beja através da substituição de 65km de linhas AT antigas. Criação capacidade receção nas SE's: F.Alentejo, Beja
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de 65km de linhas AT antigas afectas às SE Beja e SE F.Alentejo, por novas linhas AT de maior capacidade.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	94	37% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	12 238	-	1 402	3 653	6 741	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>12 238</b>	<b>-</b>	<b>1 402</b>	<b>3 653</b>	<b>6 741</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, manteve-se a calendarização do projeto conforme proposta inicial de PDIRD-E 2020 mas alterou-se a repartição do investimento entre anos nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

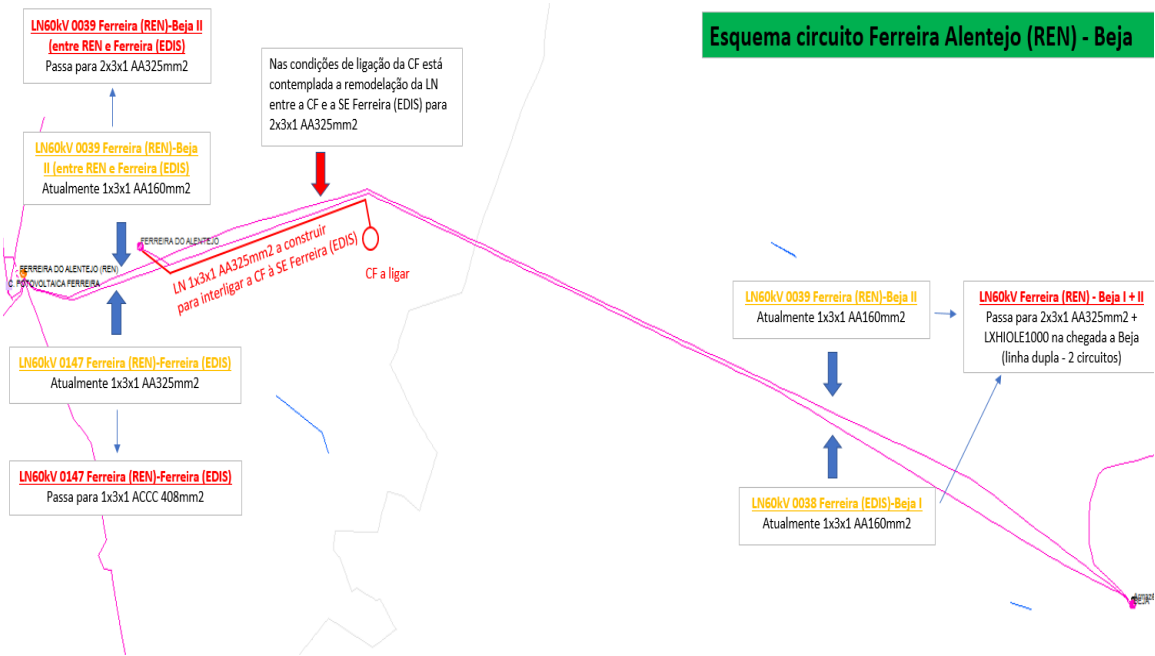


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo(REN)-Beja

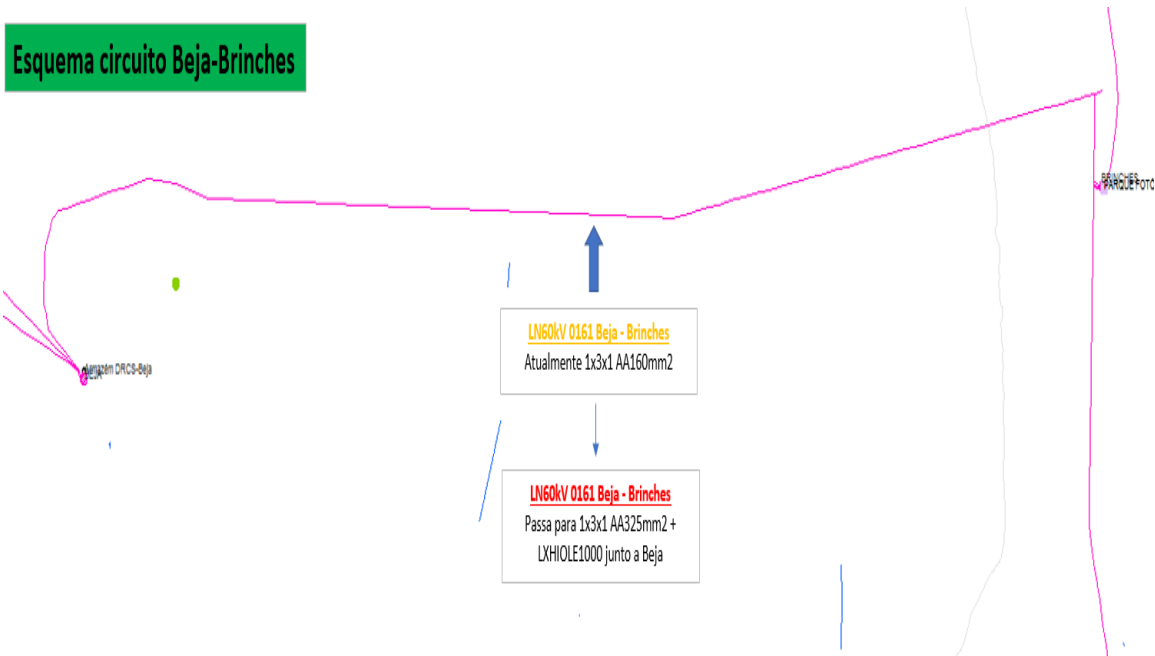


Figura 2: Intervenções previstas no projecto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo(REN)-Beja



**Ficha n.º 53 - Projeto Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Lagos, Portimão, Monchique, Silves

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	567	567		Não	Não	Ficha n.º 53
Custos Totais	970	970				

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na rede alimentada pelo injetor Portimão (REN), utilizando corredores de linha AT existentes. Com este projeto cria-se capacidade de recepção nas SE's: Porto Lagos, Portimão e PCAT Poldra
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição da linha dupla 60kV 0134 Portimão (REN)-Lagos e 0153 Portimão (REN)-Porto de Lagos I estabelecida atualmente em condutor AA325 com cerca de 3,7km de extensão, para condutores de alta temperatura ACC408. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	85	66% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	970	-	970	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>970</b>	<b>-</b>	<b>970</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

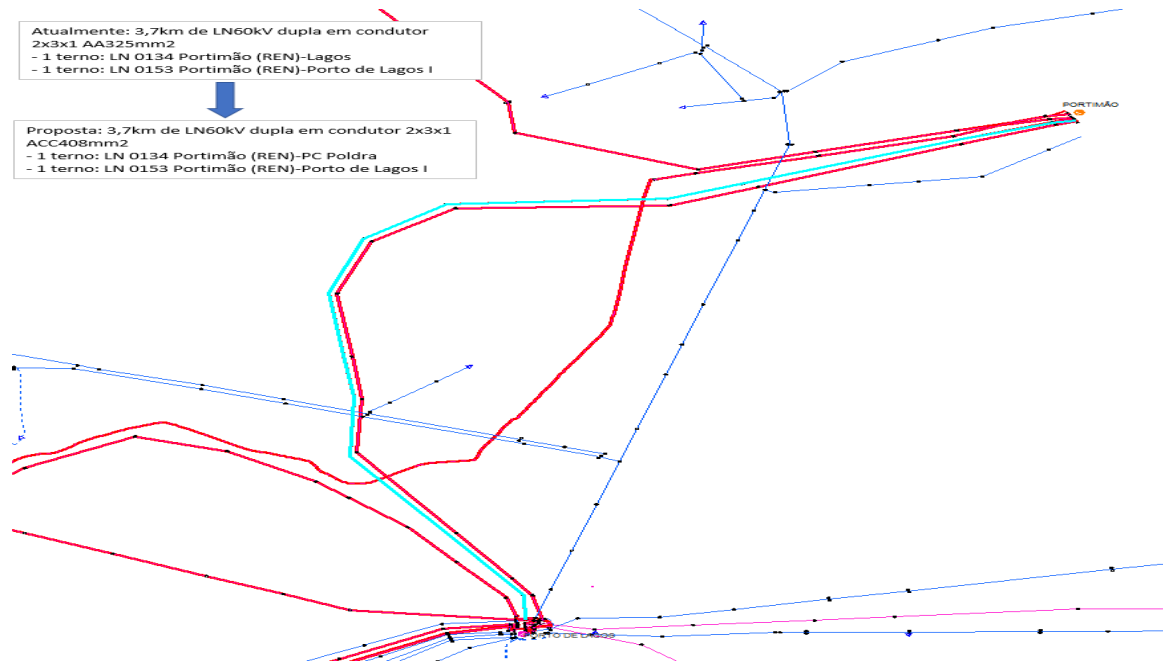


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos (rede AT)



**Ficha n.º 54 - Projeto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Santiago do Cacém, Sines

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 320	2 320
Custos Totais	4 328	4 328

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 54

<b>Motivação</b>	Aumento capacidade receção produção e melhoria de qualidade de serviço na SE Santiago do Cacém e SE Grândola, através do estabelecimento de dois circuitos AA325 entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago do Cacém, em corredores AT existentes, explorados em malha fechada. Criação Capac.: SE Santiago
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição da LN60 0024 Sines (REN)-Santiago, por nova LN 60kV dupla entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago. Ampliação da SE Sines ZILS e alimentação da SE Vila Nova de Milfontes. Desmontagem de cerca de 23km das LN60 0024 e LN60 0073. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	44	82% MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	3 570	-	921	1 489	931	-
	Instalações AT/MT	1 055	-	272	440	275	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 625</b>	<b>-</b>	<b>1 194</b>	<b>1 929</b>	<b>1 206</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

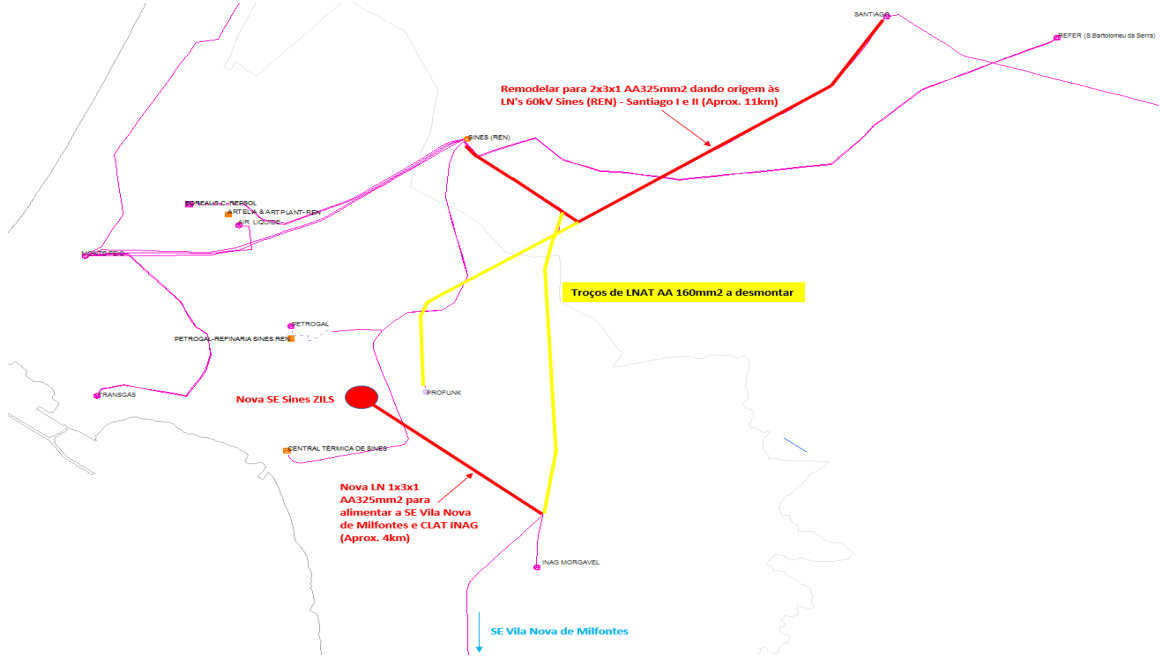


Figura 1: Intervenções previstas no projecto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago (rede AT)



**Ficha n.º 55 - Projeto Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Garantia N-1 às sedes de concelho

**Concelhos:** Felgueiras

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	424	381
<b>Custos Totais</b>	663	597

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 32	Ficha n.º 55

<b>Motivação</b>	Reserva N-1 à sede de concelho de Felgueiras. Garantia da alimentação de consumos na indisponibilidade de qualquer dos barramentos 15kV, que a actual configuração não permite explorar separadamente.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e ligação do transformador II para o barramento II MT e instalação de TSA+RN neste barramento.
	2 Estabelecimento de nova saída da SE Felgueiras e relocalizar o transformador II para a zona livre do painel 506 e interliga-lo ao barramento II MT, instalação de TSA+RN neste barramento e instalação de Interbarras AT.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa seleccionada resolve o constrangimento em situação de falha da rede MT, barramento nº1 MT e barramento AT enquanto que a alternativa 01 não resolve o reserva N-1 à falha de barramento AT.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		<b>Base RND</b>					
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,0295					
	Redução de MAIFI MT (inc.)	-					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	429	43	384	-	-	-
	Rede MT	238	24	213	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>667</b>	<b>66</b>	<b>597</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto só venha a terminar em 2021 dado que a sua execução estava condicionada pela aprovação do PDIRD-E 2018.



**Ficha n.º 56 - Projeto Nova saída MT da subestação de Candosa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Garantia N-1 às sedes de concelho

**Concelhos:** Carregal do Sal, Tábua

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	571	336
Custos Totais	880	518

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 44	Ficha n.º 60	Ficha n.º 56

<b>Motivação</b>	Inexistência de reserva n-1 de instalação, para socorro à carga normalmente alimentada pela SE Carregal do Sal. Na falha do TP, linha AT ou de um barramento AT ou MT não é possível socorrer as cargas na sede do concelho (Potência Instalada = 9,5 MVA) pela rede MT adjacente.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova saída da SE Candosa em 1x3x1 AM148 e remodelação de rede existente (13km).
	2 Bi-alimentação à sede de concelho pela rede AT.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 1 é a menos onerosa.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
		<b>Base RND</b>				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,0330				
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0000				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	59	24	34	-	-
	Rede MT	846	338	484	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>905</b>	<b>362</b>	<b>518</b>	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 devido aos trabalhos de recuperação da rede MT decorrentes dos incêndios de 2017.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

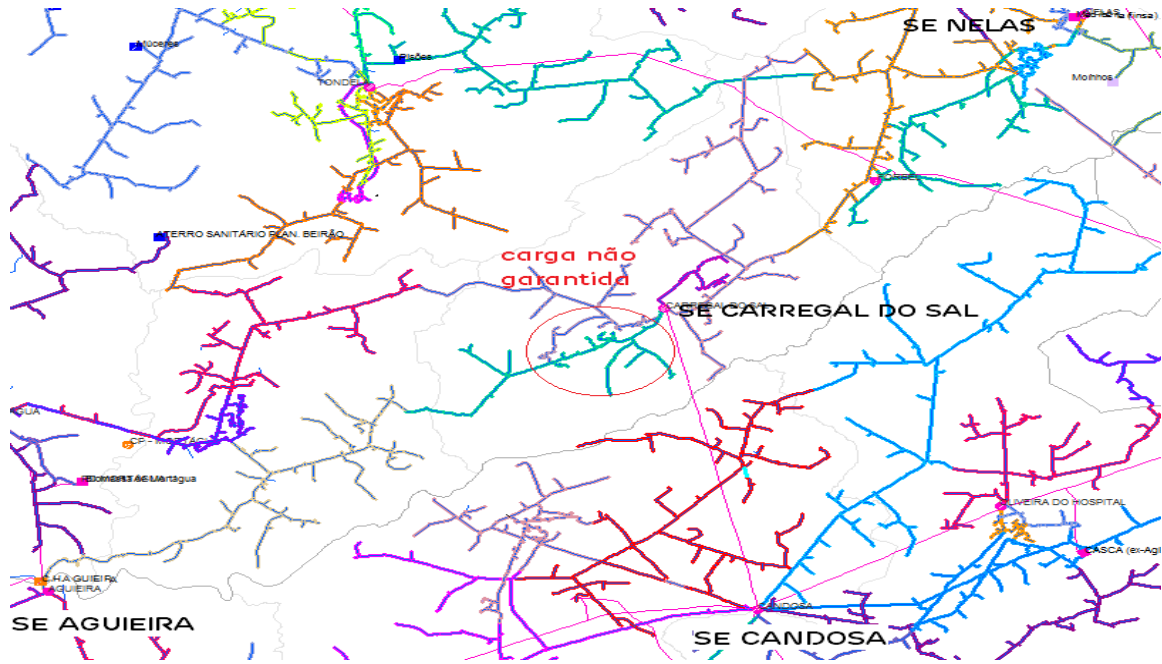


Figura 1. - Rede Actual- Carga não garantida

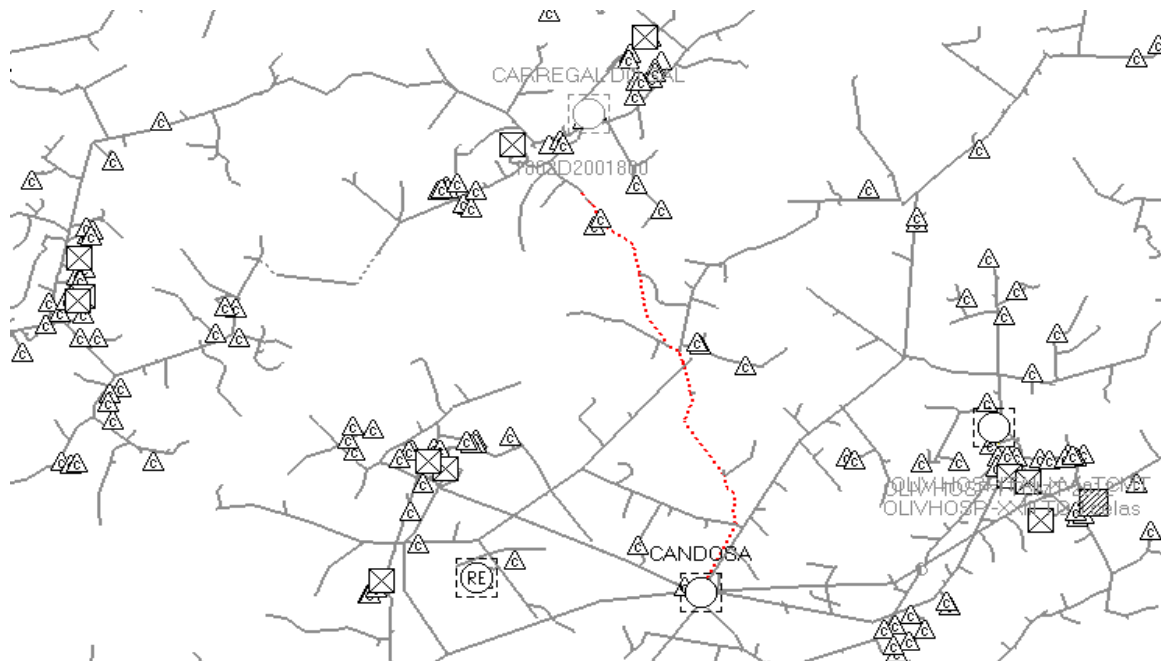


Figura 2. - Rede futura- Traçado previsto para a nova saída



**Ficha n.º 57 - Projeto Nova Saída 15 kV da SE Oleiros**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

**Concelhos:** Oleiros

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	510	510
Custos Totais	804	804

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 57

<b>Motivação</b>	Reduzir o SAIDI MT na rede alimentada pela SE Oleiros. A actual saída Oleiros-ISNA tem um comprimento elevado de 111km, o que aumenta a probabilidade de incidentes na linha.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Desdobramento da saída Oleiros-ISNA e remodelação de rede existente em traçado (1,25 km) a integrar na nova saída.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Não foram analisadas outras alternativas, dado que o desdobramento da saída Oleiros-ISNA se mostrou ser a melhor solução para reduzir o SAIDI numa saída com comprimento elevado.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
		<b>Base RND</b>				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,1210				
	Redução de MAIFI MT (inc.)					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		<b>Atualizado ano 0</b>				
		<b>Até 2020</b>				
		<b>2021</b>				
		<b>2022</b>				
		<b>2023-25</b>				
		<b>Após 2025</b>				
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	55	-	-	-	54
	Rede MT	765	-	-	-	750
	<b>TOTAL</b>	<b>820</b>	-	-	-	<b>804</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

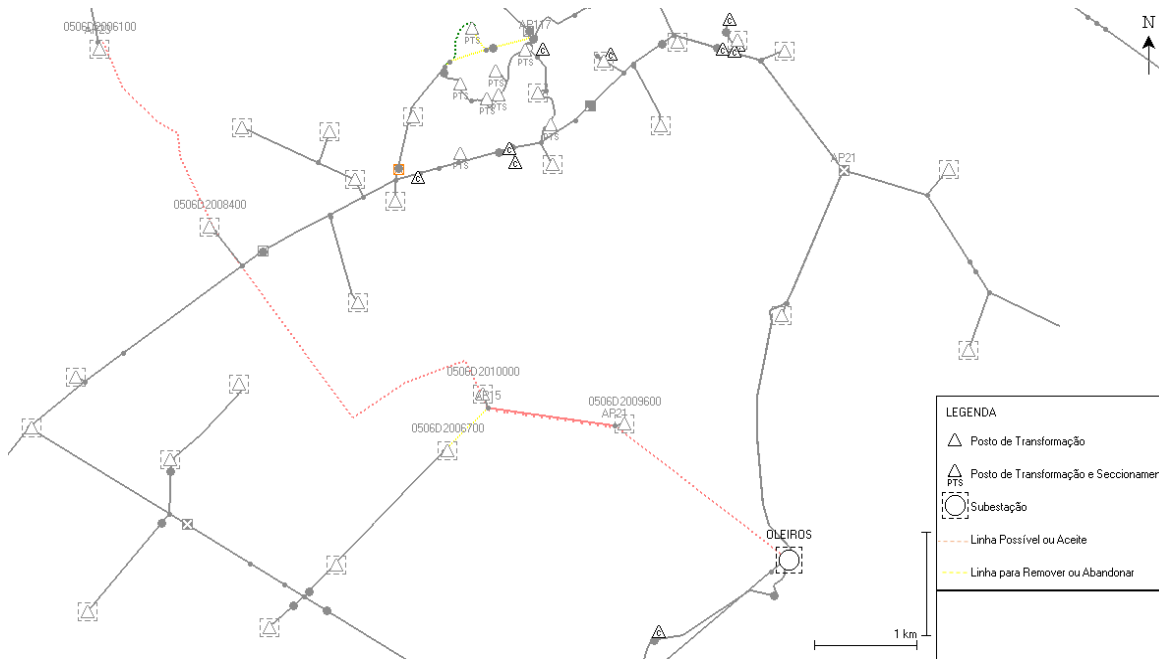


Figura 1. - Traçado previsto para a nova saída





**Ficha n.º 58 - Projeto Reforço da rede MT da subestação de Tondela**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

**Concelhos:** Tondela, Oliveira de Frades

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído	Ficha n.º 43	Ficha n.º 59
Custos Primários	615	193				
Custos Totais	948	297				

<b>Motivação</b>	Melhoria da QST do circuito Tondela-Caramulo, com mais de 100km de extensão, sujeito a muitas interrupções na ocorrência condições atmosféricas severas.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Desdobramento de Tondela-Caramulo: Interligação em AA160 SE TND -P9 PTD122, 6,5 km; Interligação AM117 P1 PTD28 - P25 PTD147 2,5 km; Reforço MT 14 km, substituição de CU10 (década de 60) e AA30 (década de 80) por AM55 e AM117; Instalação de TCMT 2 Idêntica à alternativa 1 excepto na extensão de rede CU10 remodelada, apenas 5,15km.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Seleccionada a alternativa 2 por ser mais eficiente na melhoria necessária de SAIDI e MAIFI.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
		<b>Base RND</b>				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,4551				
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0184				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	991	650	297	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>991</b>	<b>650</b>	<b>297</b>	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 por dificuldades no processo de licenciamento da rede MT.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

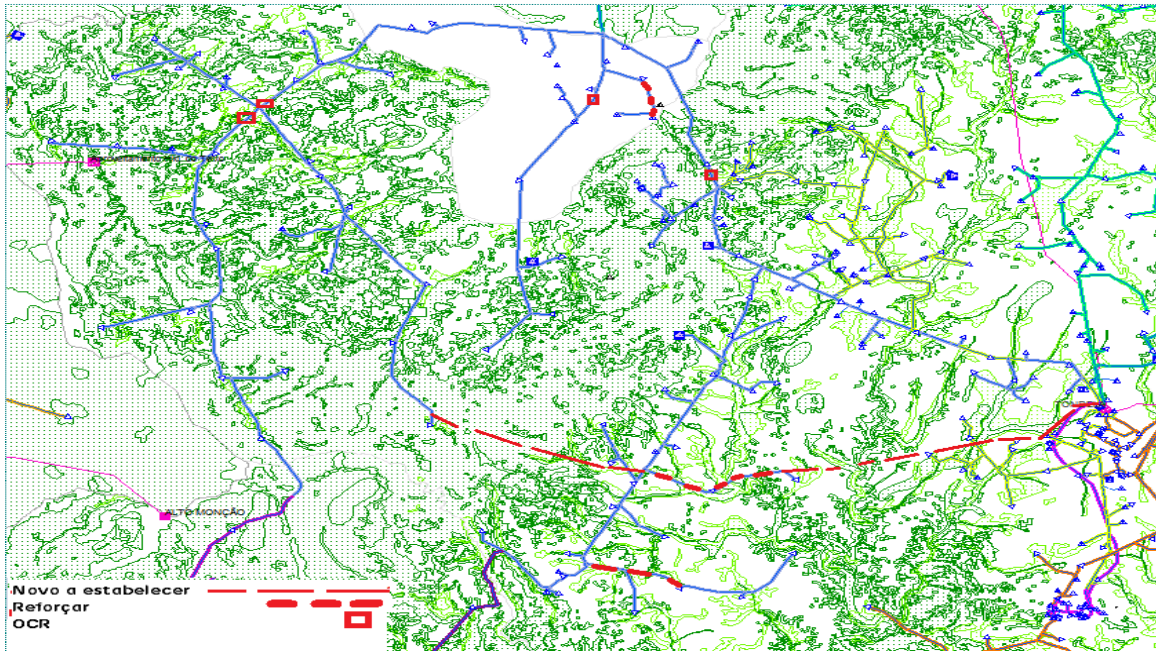


Figura 1. - Rede Actual- Intervenções a realizar.



**Ficha n.º 59 - Projeto Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST  
**Concelhos:** Montijo

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	733	501
Custos Totais	1 158	791

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 62	Ficha n.º 83	Ficha n.º 59

<b>Motivação</b>	Melhora da QST da rede extensa rede 15kV da SE Pegões suportada em apenas dois circuitos, consequentemente sujeita a muitas interrupções de curta duração (46 na média do dois circuitos em 2013).
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Instalação de novo QMMT 15kV na SE Pegões; Estabelecimento de nova saída MT de 15kV a partir da SE Pegões; Reconfiguração das saídas ST15-72, ST15-80 (Pegões) e ST15-50 (Poceirão). 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 O barramento de 15kV existente não permite ampliação exigindo para o efeito a instalação de um novo QMMT. A alternativa adoptada permite suprimir a tecnologia do barramento suportada em equipamentos DAR, com melhoria de selectividade e rápida identificação de defeitos.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Benefícios esperados</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="background-color: yellow;">Base RND</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redução de SAIDI MT (min.)</td> <td>0,0180</td> </tr> <tr> <td>Redução de MAIFI MT (inc.)</td> <td>0,0001</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="background-color: yellow;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: yellow;">Até 2020</th> <th style="background-color: yellow;">2021</th> <th style="background-color: yellow;">2022</th> <th style="background-color: yellow;">2023-25</th> <th style="background-color: yellow;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: yellow;"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td>718</td> <td>223</td> <td>480</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td>465</td> <td>144</td> <td>311</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>1 183</b></td> <td><b>367</b></td> <td><b>791</b></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6">2021</td> </tr> </tbody> </table>		Base RND	Redução de SAIDI MT (min.)	0,0180	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0001		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	718	223	480	-	-		Rede MT	465	144	311	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>1 183</b>	<b>367</b>	<b>791</b>	-	-	<b>Ano 0:</b>	2021					
	Base RND																																																
Redução de SAIDI MT (min.)	0,0180																																																
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,0001																																																
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																											
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-																																											
	Instalações AT/MT	718	223	480	-	-																																											
	Rede MT	465	144	311	-	-																																											
	<b>TOTAL</b>	<b>1 183</b>	<b>367</b>	<b>791</b>	-	-																																											
<b>Ano 0:</b>	2021																																																

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 por dificuldades na implementação dos traçados de rede MT, que levou à necessidade de revisão de projeto.

**Ficha n.º 60 - Projeto Nova Saída 30 kV da SE Ajustrel**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

**Concelhos:** Alustrel, Ourique

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	607	607
Custos Totais	934	934

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 60

<b>Motivação</b>	Melhoria da QST nos concelhos de Ajustrel e Ourique.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova linha 30kV da SE Ajustrel para a rede alimentada pelas saídas BJ30-23 e BJ30-38.
	2 Passagem da SE 30/15 kV Ourique a SE 60/30/15 kV.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Alternativa mais económica
---------------------------------	------------------------------

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
		<b>Base RND</b>				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,2111				
	Redução de MAIFI MT (inc.)					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	958	-	360	574	-
	<b>TOTAL</b>	<b>958</b>	<b>-</b>	<b>360</b>	<b>574</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

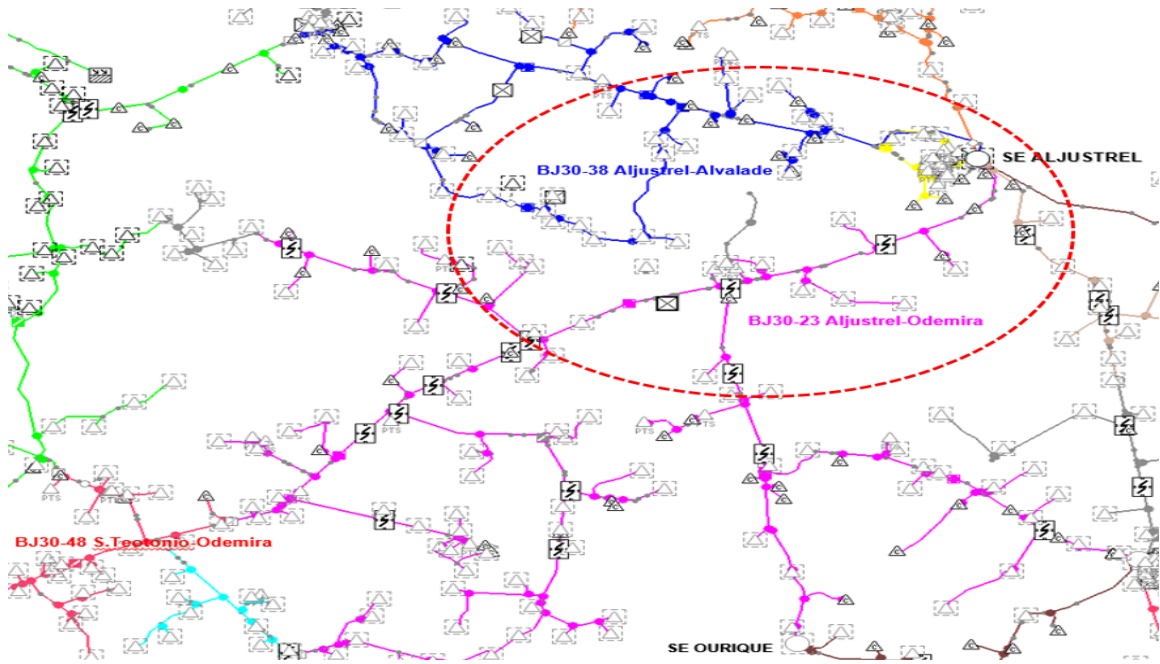


Figura 1. - Rede MT Existente

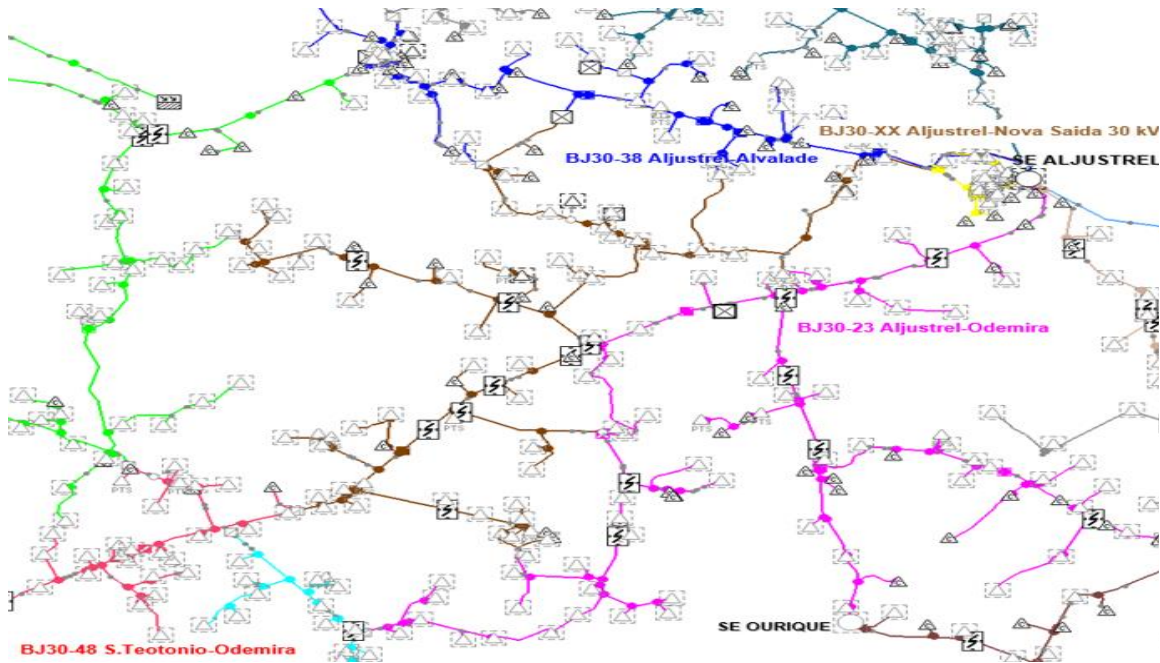


Fig. 2 - Rede com a nova saída 30 KV da SE



**Ficha n.º 61 - Projeto Nova SE 60/15 kV Portelas**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

**Concelhos:** Lagos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	3 127	3 127
Custos Totais	4 935	4 935

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 61

<b>Motivação</b>	Melhoria da QST no concelho de Lagos.
------------------	---------------------------------------

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/15kV 20MVA em Portelas (Lagos), alimentada em anel na LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Trata-se da solução com melhor enquadramento para a melhoria da QS no concelho de Lagos.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		<b>Base RND</b>					
	Redução de SAIDI MT (min.)	1,1727					
	Redução de MAIFI MT (inc.)						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		<b>Atualizado ano 0</b>					
		<b>Até 2020</b>					
		<b>2021</b>					
		<b>2022</b>					
		<b>2023-25</b>					
		<b>Após 2025</b>					
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	902	-	-	164	693	-
	Instalações AT/MT	2 969	-	-	541	2 279	-
	Rede MT	1 324	-	-	241	1 016	-
	<b>TOTAL</b>	<b>5 195</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>947</b>	<b>3 988</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2024						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

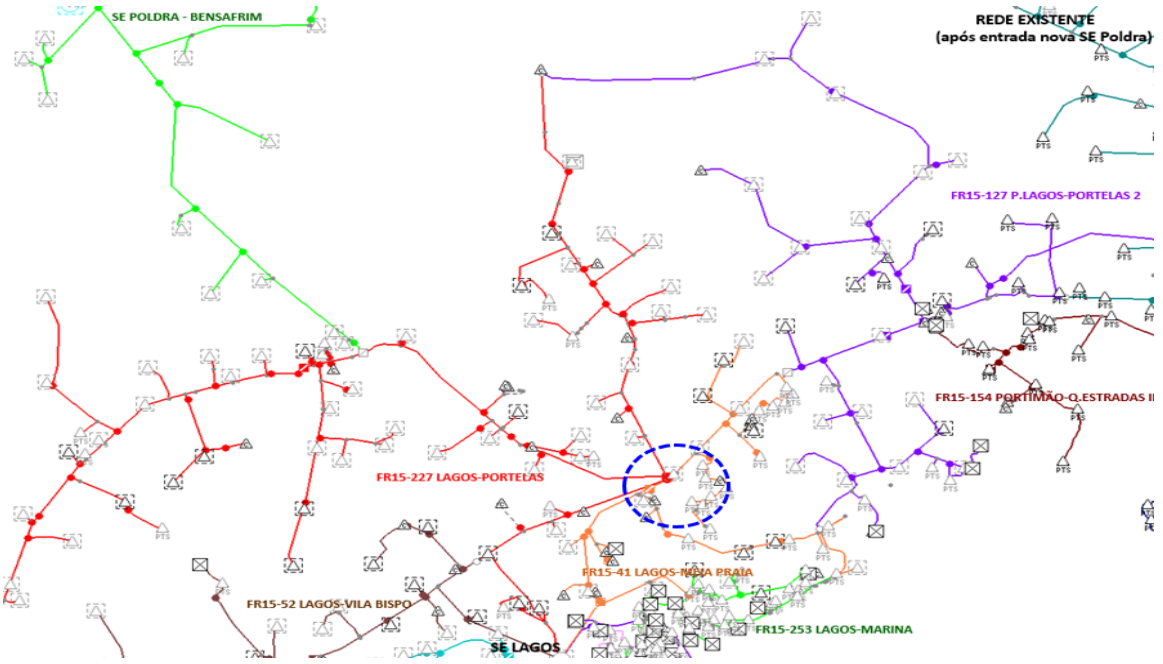


Figura 1. - Rede MT Existente

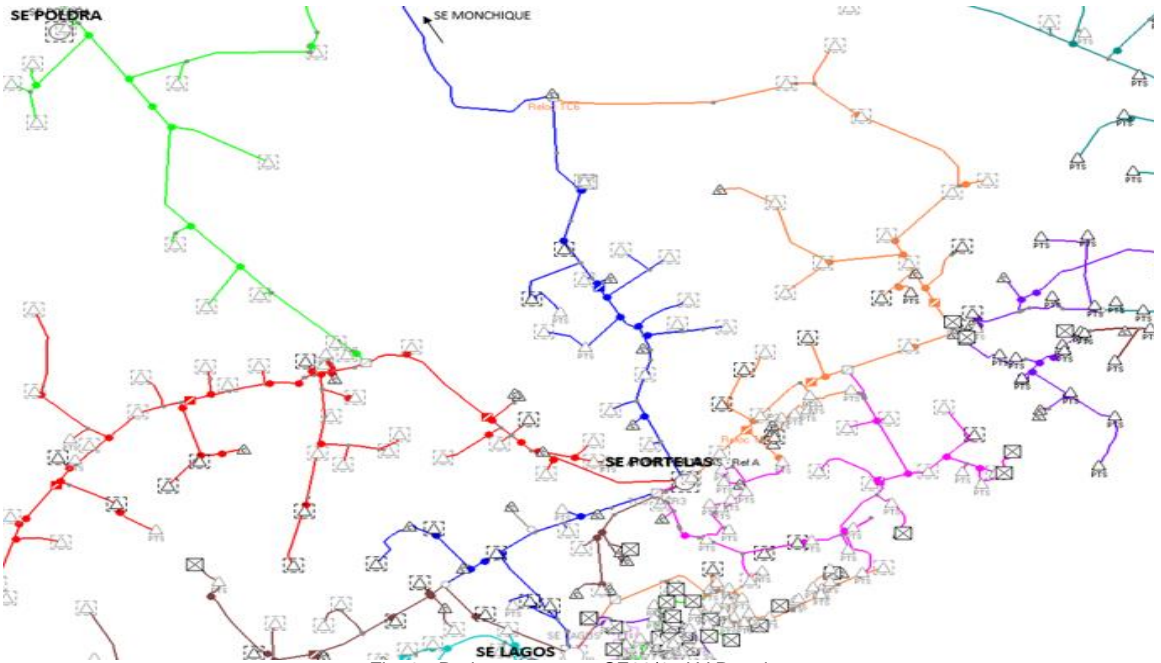


Fig. 2 - Rede com a nova SE60/15 kV Portelas



**Ficha n.º 62 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Grândola**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST

**Concelhos:** Grândola

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 792	2 040
Custos Totais	4 455	3 254

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 105-A	Ficha n.º 62

<b>Motivação</b>	Melhoria da QST nos Concelhos de Alcácer do Sal, Grândola e Santiago do Cacém. Nesta região os circuitos MT têm elevada extensão, frequentemente mais de 100km, resultando num elevando número de interrupções de curta duração.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30/15 kV 20MVA em Grândola, alimentada em antena da SE Santiago.
	2 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Grândola, alimentada em antena da SE Santiago.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 é mais económica, mantém a atual SE30/15 kV Grândola e não compromete a extinção da rede 15kV. Dada a distância entre SE, superiores a 40km, o leque de soluções fica limitado à instalação de uma nova SE AT/MT.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		<b>Base RND</b>					
	Redução de SAIDI MT (min.)	1,1196					
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,1065					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 811	479	1 299	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 286	605	1 640	-	-	-
	Rede MT	440	116	315	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 536</b>	<b>1 201</b>	<b>3 254</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

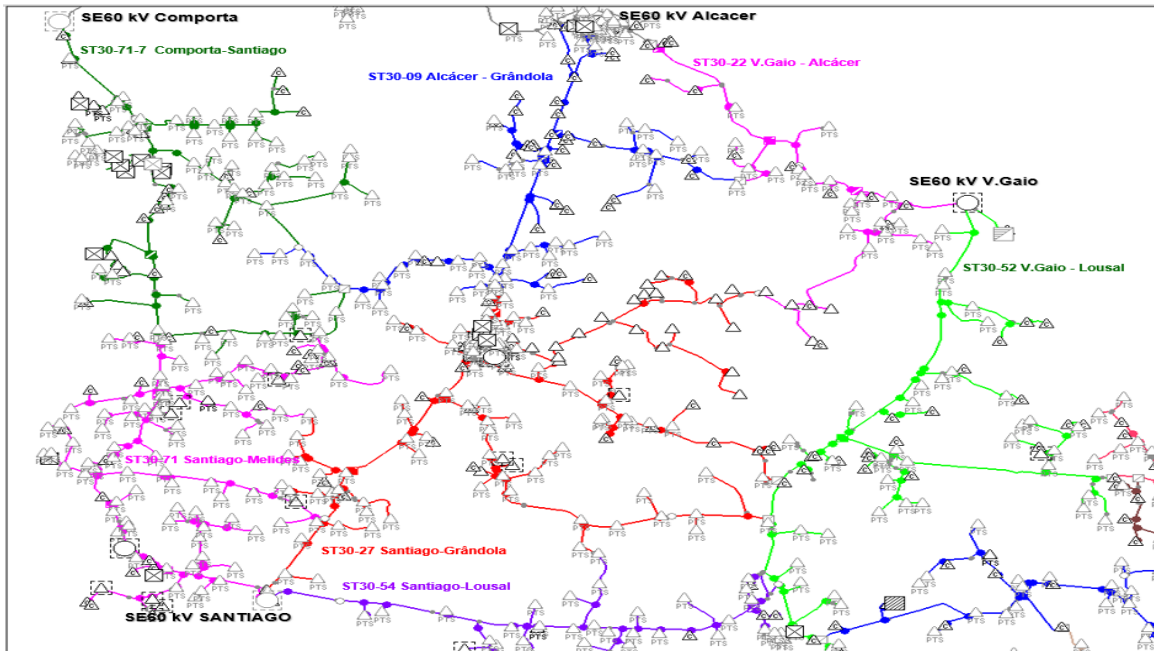


Fig. 1 - Rede MT Existente

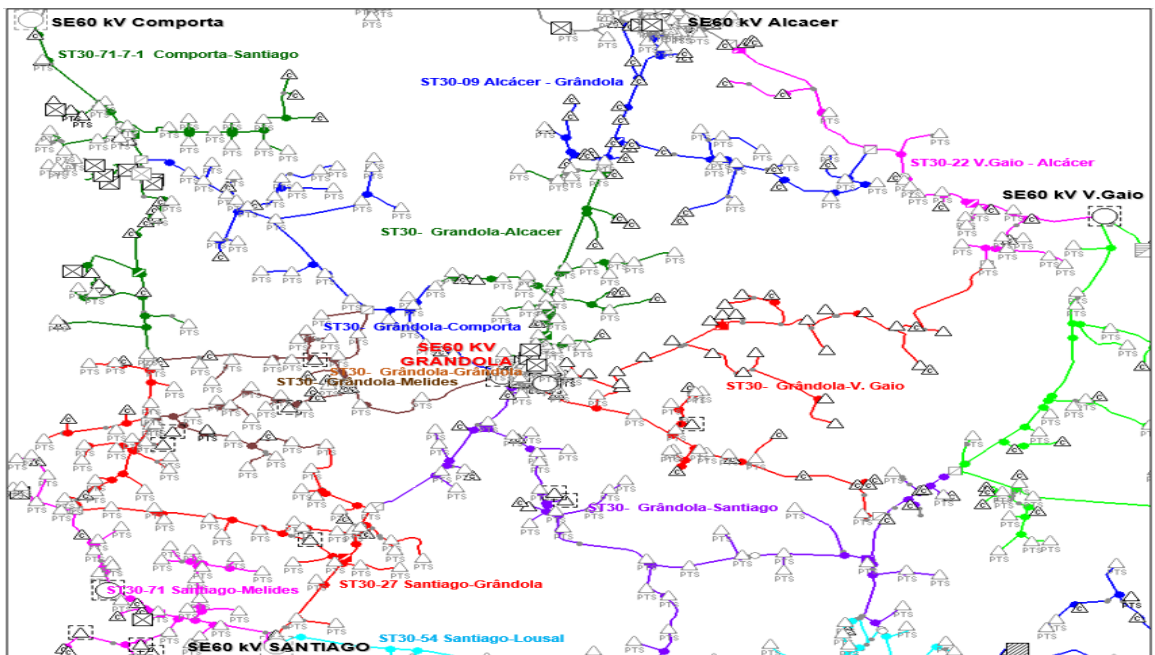


Fig. 2 - Rede com a nova SE AT/MT Grândola



**Ficha n.º 63 - Projeto Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 950	1 950
<b>Custos Totais</b>	3 335	3 335

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 65	Ficha n.º 82	Ficha n.º 63

<b>Motivação</b>	A alimentação da zona oriental de Lisboa (Parque Nações, Olivais e Aeroporto) é feita por um único PdE, Sacavém (REN), a falha total e prolongada deste resulta na falha de alimentação a cerca de 73 mil consumidores. Após manobras deslastre e reposição permanecem 35 mil consumidores sem alimentação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	<p>1 Estabelecimento de cabo duplo terno LXHIOLE 400mm<sup>2</sup> entre a SE Aeroporto e a subestação do cliente AT Metro Calvanas, passando-se a alimentar o TP2 da SE Aeroporto pelo injetor Carriche e o TP1 do Metro Calvanas por Moscavide.</p> <p>2 Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam constrangimentos.</p>
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 O projecto diversifica a alimentação AT à SE Aeroporto na zona norte da cidade de Lisboa (zona A de QS) e à SE Cliente AT (Metro - Calvanas).
---------------------------------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)
Redução de MAIFI MT (inc.)

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	
Investimento (k€)	Rede AT	3 496	-	667	1 001	1 668	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 496</b>	<b>-</b>	<b>667</b>	<b>1 001</b>	<b>1 668</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2023						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 64 - Projeto Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 639	581
<b>Custos Totais</b>	4 513	993

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 63	Ficha n.º 80	Ficha n.º 64

<b>Motivação</b>	A alimentação da zona ocidental de Lisboa (Belém e Restelo) é feita por um único PdE, Zambujal (REN), a falha total e prolongada deste resulta na falha de alimentação a cerca de 54 mil consumidores. Após manobras deslastre e reposição permanecem 29 mil consumidores sem alimentação.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	<p>1 Estabelecimento de 2 novas ligações AT entre o PCAT Alto S. João e SE Boavista. A SE Boavista e a SE C.Tejo serão alimentadas pelo inj Zambujal e pelo inj A.S.João.</p> <p>2 Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam constrangimentos.</p>
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>1 O projecto permite diversificar a alimentação AT a duas importantes subestações da zona ocidental da cidade de Lisboa (zona A de QS). De acordo com a matriz de risco, a realização de acções mitigadoras que permitem alimentar toda a carga do injetor, reduz o nível de risco de elevado para aceitável.</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Benefícios esperados</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Base RND</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redução de SAIDI MT (min.)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Redução de MAIFI MT (inc.)</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td>4 751</td> <td>3 520</td> <td>993</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>4 751</b></td> <td><b>3 520</b></td> <td><b>993</b></td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00;"><b>Ano 0:</b></td> <td></td> <td>2021</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Base RND	Redução de SAIDI MT (min.)		Redução de MAIFI MT (inc.)			Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	4 751	3 520	993	-	-		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>4 751</b>	<b>3 520</b>	<b>993</b>	-	-	<b>Ano 0:</b>		2021				
	Base RND																																																
Redução de SAIDI MT (min.)																																																	
Redução de MAIFI MT (inc.)																																																	
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																											
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	4 751	3 520	993	-	-																																											
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																																											
	Rede MT	-	-	-	-	-																																											
	<b>TOTAL</b>	<b>4 751</b>	<b>3 520</b>	<b>993</b>	-	-																																											
<b>Ano 0:</b>		2021																																															

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Projeto reformulado por indicação da Câmara Municipal, face às intervenções nos arruamentos/pavimentação. Execução esteve condicionada à atribuição de licenças para intervenção na via pública e por isso prevê-se que venha a terminar em 2021.

**Ficha n.º 65 - Projeto Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 060	1 648
<b>Custos Totais</b>	3 523	2 818

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 64	Ficha n.º 81	Ficha n.º 65

<b>Motivação</b>	A alimentação da zona oriental de Lisboa (Parque Nações, Olivais e Aeroporto) é feita por um único PdE, Sacavém (REN), a falha total e prolongada deste resulta na falha de alimentação a cerca de 73 mil consumidores. Após manobras deslastre e reposição permanecem 35 mil consumidores sem alimentação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	<p>1 Realização de nova ligação AT entre o PS A.S.João e a SE Expo Sul, aproveitando o cabo LN6275 existente entre a SE Marvila e a SE Expo Sul. Aumento de potência na SE Expo Sul, substituindo o TP2 de 20MVA por um TP 60/10 de 40MVA.</p> <p>2 Avaliada a instalação de barramento AT nas subestações, concluiu-se que a opção não tem aplicabilidade por manifesta falta de espaço nas instalações onde se verificam estrangulamentos.</p>
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>1 O projeto diversifica a alimentação AT à SE Expo Sul na zona oriental da cidade de Lisboa (zona A de QST), possibilitando a transferência de carga desta SE entre os injetores da RNT Sacavém e Alto de São João. A substituição do TP2 da SE Expo Sul 60/10 KV de 20 MVA para 40MVA prende-se com a necessidade de assegurar a garantia N-1 a esta SE para a falha de um TP.</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Benefícios esperados</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: yellow;">Base RND</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Redução de SAIDI MT (min.)</td> </tr> <tr> <td>Redução de MAIFI MT (inc.)</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: yellow;"></th> <th style="background-color: yellow;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: yellow;">Até 2020</th> <th style="background-color: yellow;">2021</th> <th style="background-color: yellow;">2022</th> <th style="background-color: yellow;">2023-25</th> <th style="background-color: yellow;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td>3 692</td> <td>705</td> <td>1 057</td> <td>1 761</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>3 692</b></td> <td><b>705</b></td> <td><b>1 057</b></td> <td><b>1 761</b></td> <td><b>-</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6">2022</td> </tr> </tbody> </table>	Base RND	Redução de SAIDI MT (min.)	Redução de MAIFI MT (inc.)		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Investimento (k€)	Rede AT	3 692	705	1 057	1 761	-		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>3 692</b>	<b>705</b>	<b>1 057</b>	<b>1 761</b>	<b>-</b>	<b>Ano 0:</b>	2022					
Base RND																																														
Redução de SAIDI MT (min.)																																														
Redução de MAIFI MT (inc.)																																														
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																								
Investimento (k€)	Rede AT	3 692	705	1 057	1 761	-																																								
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																																								
	Rede MT	-	-	-	-	-																																								
	<b>TOTAL</b>	<b>3 692</b>	<b>705</b>	<b>1 057</b>	<b>1 761</b>	<b>-</b>																																								
<b>Ano 0:</b>	2022																																													

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 resultante de recalendarização.



Ficha n.º 66 - Projeto Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	903	903	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 66
Custos Totais	1 544	1 544				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística da linha aérea AT Canelas - Vila Nova de Gaia na zona urbana de Vila Nova de Gaia.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Canelas - Vila Nova de Gaia, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 16.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	367				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	1 586	-	-	-	1 544
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 586</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 544</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

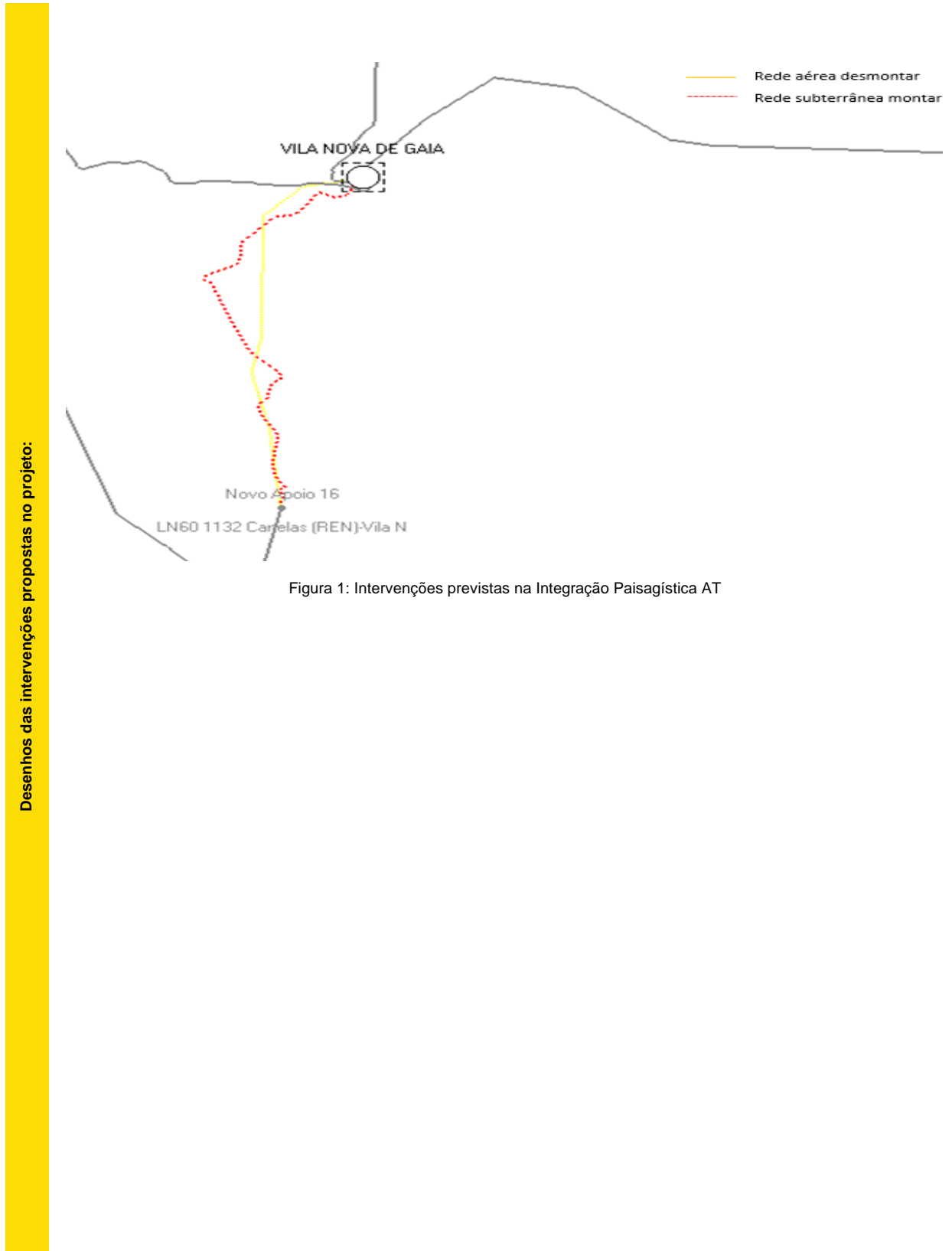


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT



**Ficha n.º 67 - Projeto Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 629	2 629
Custos Totais	4 495	4 495

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 67

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas AT Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II na zona urbana de Matosinhos.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II, entre a subestação de Custóias (REN) e o PC da Circunvalação.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1086					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>					
	<b>2021</b>	<b>2022</b>					
	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>					
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	4 568	-	-	-	4 495	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 568</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 495</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2025						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

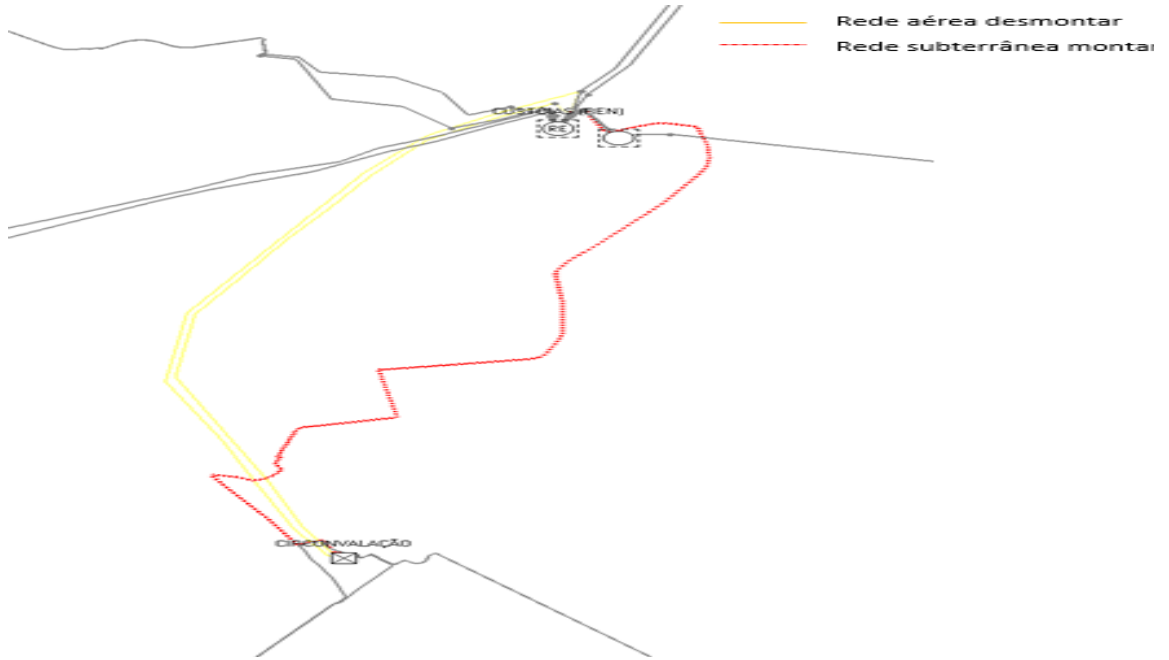


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT





**Ficha n.º 68 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Custóias-Amieira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Maia e Matosinhos

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	4 470		3 149	Não	Não
Custos Totais	7 644	5 384				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Lipor II, Vermoim - Amieira, Custóias - Amieira, Amieira - Custóias, Ermesinde - Amieira, Vermoim - Custóias II e EFACEC, nas zonas urbanas da Maia e Matosinhos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para LSAT a LAAT EFACEC e estabelecer LSAT da SE Amieira ao PC Prelada. Desmontar LAAT Vermoim-Custóias II, Ermesinde-Amieira, Custóias-Amieira, Amieira-Custóias, Vermoim-Amieira da SE Vermoim ao Ap6 e do Ap8 à SE Amieira. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados																																									
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar						1659																																			
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais																																									
	<b>Investimento (k€)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Atualizado ano 0</th> <th>Até 2020</th> <th>2021</th> <th>2022</th> <th>2023-25</th> <th>Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Rede AT</td> <td>8 118</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>5 384</td> <td>2 260</td> </tr> <tr> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Rede MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>8 118</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>5 384</b></td> <td><b>2 260</b></td> </tr> </tbody> </table>							Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Rede AT	8 118	-	-	-	5 384	2 260	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-	Rede MT	-	-	-	-	-	-	<b>TOTAL</b>	<b>8 118</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 384</b>	<b>2 260</b>
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																			
		Rede AT	8 118	-	-	-	5 384	2 260																																		
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-																																		
		Rede MT	-	-	-	-	-	-																																		
	<b>TOTAL</b>	<b>8 118</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 384</b>	<b>2 260</b>																																			
<b>Ano 0:</b>	2026																																									

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.





**Ficha n.º 69 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Maia, Valongo e Gondomar

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	5 890		1 996	Não	Não
Custos Totais	10 073	3 413				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Gueifães, Vermoim - Alfena, Vermoim - C.P. Travagem I, Vermoim - C.P. Travagem II, Gueifães - Sociedade Portuguesa de Oxigénio e Alfena - Águas de Lever nas zonas urbanas da Maia, Valongo e Gondomar.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Estabelecer LS VRM-Gueifães, da SE Ermesinde até SE CPTravagem e Ap26 VRM-Alfena, do Ap4 Alfena-Ág Lever até SE CP Travagem. Desmontar LA VRM-Gueifães,VRM-CPTravagem I/II, Gueifães-S Port Oxigénio até Ap21 e AFN-Ág Lever entre apoios 4 e 6 (2.ª num) 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados							
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar						1475	
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
	<b>Investimento (k€)</b>		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
		Rede AT	10 893	-	-	-	3 413	6 660
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>10 893</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 413</b>	<b>6 660</b>
	<b>Ano 0:</b>	2027						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

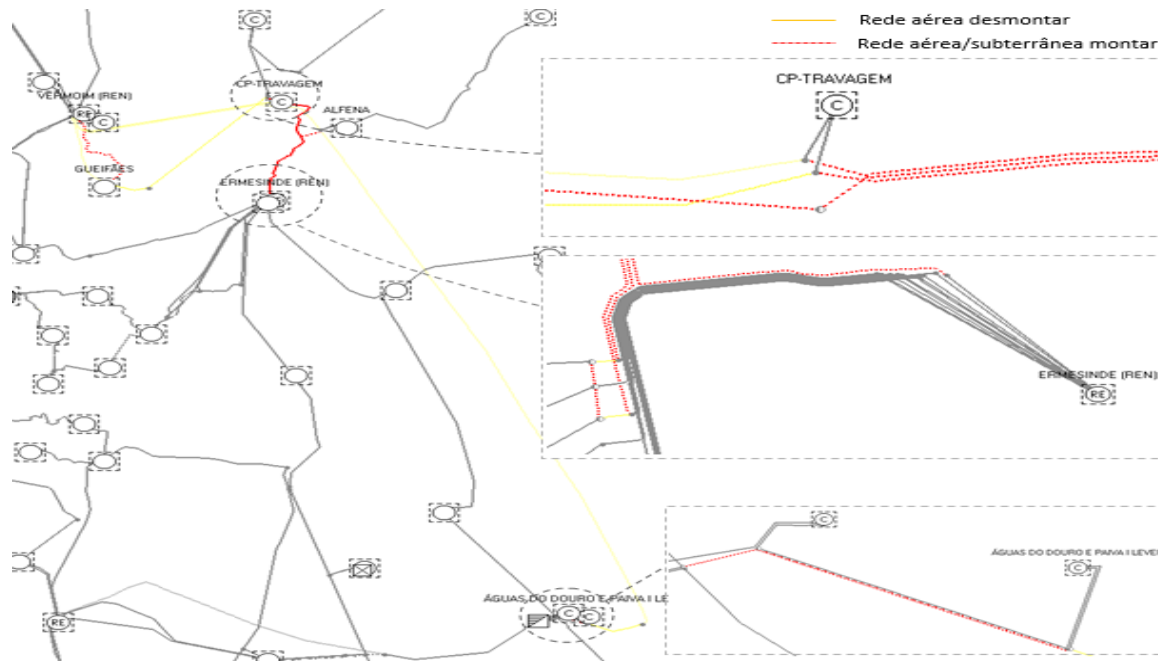


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT





**Ficha n.º 70 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Maia I e II**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Maia

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	3 000	1 200	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 70
Custos Totais	5 131	2 052				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Maia I, Vermoim - Maia II, Vermoim - Mosteiró e Mosteiró - Beiriz na zona urbana da Maia.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Mod VRM-Maia I/II p/ LS.Desmontar LAAT VRM-Mosteiró,MST-Beiriz do Ap2-Ap junção LA VNF-Beiriz,Maia-Lactogal da SE Maia-Ap35,Mindelo-Infineon Ap14-Ap24, Beiriz-Infineon da SE Beiriz-AP32.Reforçar LAAT das SE Mosteiró,Lactogal e Infineon à LA Maia-VCD. 2 Modificar p/ LSAT as LAAT VRM-Maia I/II. Desmontar as LAAT Vermoim-Mosteiró, Mosteiró-Beiriz do Ap2 ao apoio de Confluência com a futura linha Vila Nova de Famalicão - Beiriz.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 é a alternativa que apresenta um custo inferior.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	696					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>	
	Rede AT	5 269	-	-	-	2 052	3 078
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>5 269</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 052</b>	<b>3 078</b>
<b>Ano 0:</b>	2026						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

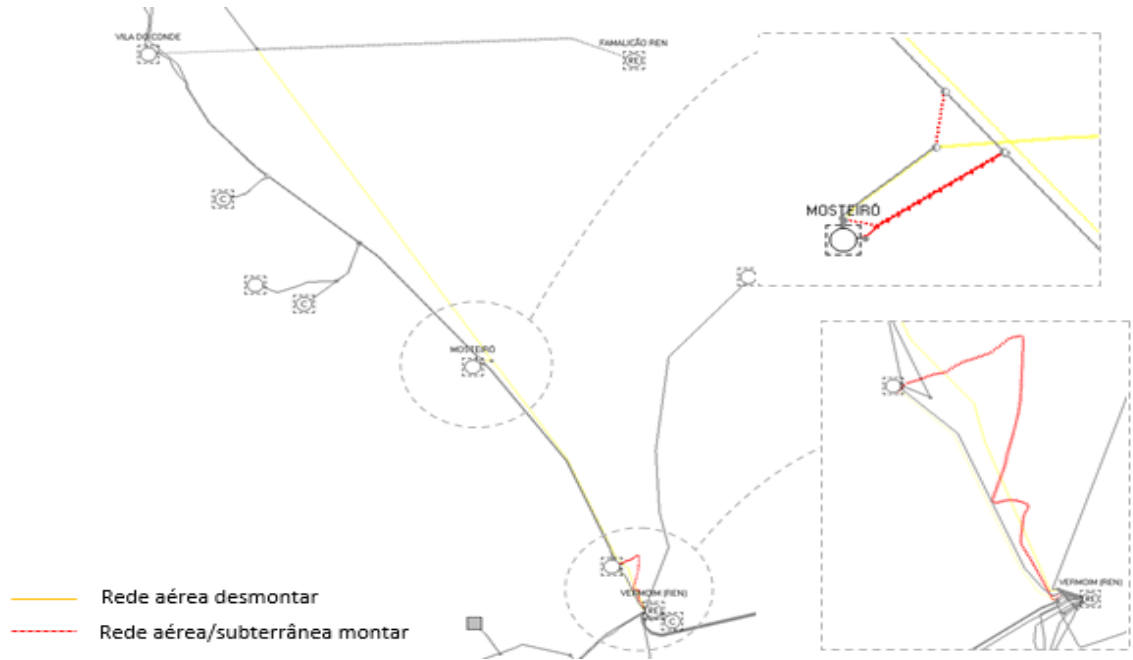


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT



**Ficha n.º 71 - Projeto Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	1 275		1 275	Não	Não
Custos Totais	2 180	2 180				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística da linha aérea AT Vila Nova de Gaia - Pedroso na zona urbana de Vila Nova de Gaia.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Vila Nova de Gaia - Pedroso, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 10.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados							
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar					476		
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
	<b>Investimento (k€)</b>		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
		Rede AT	2 246	-	-	-	2 180	-
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>2 246</b>	-	-	-	<b>2 180</b>	-
	<b>Ano 0:</b>	2025						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

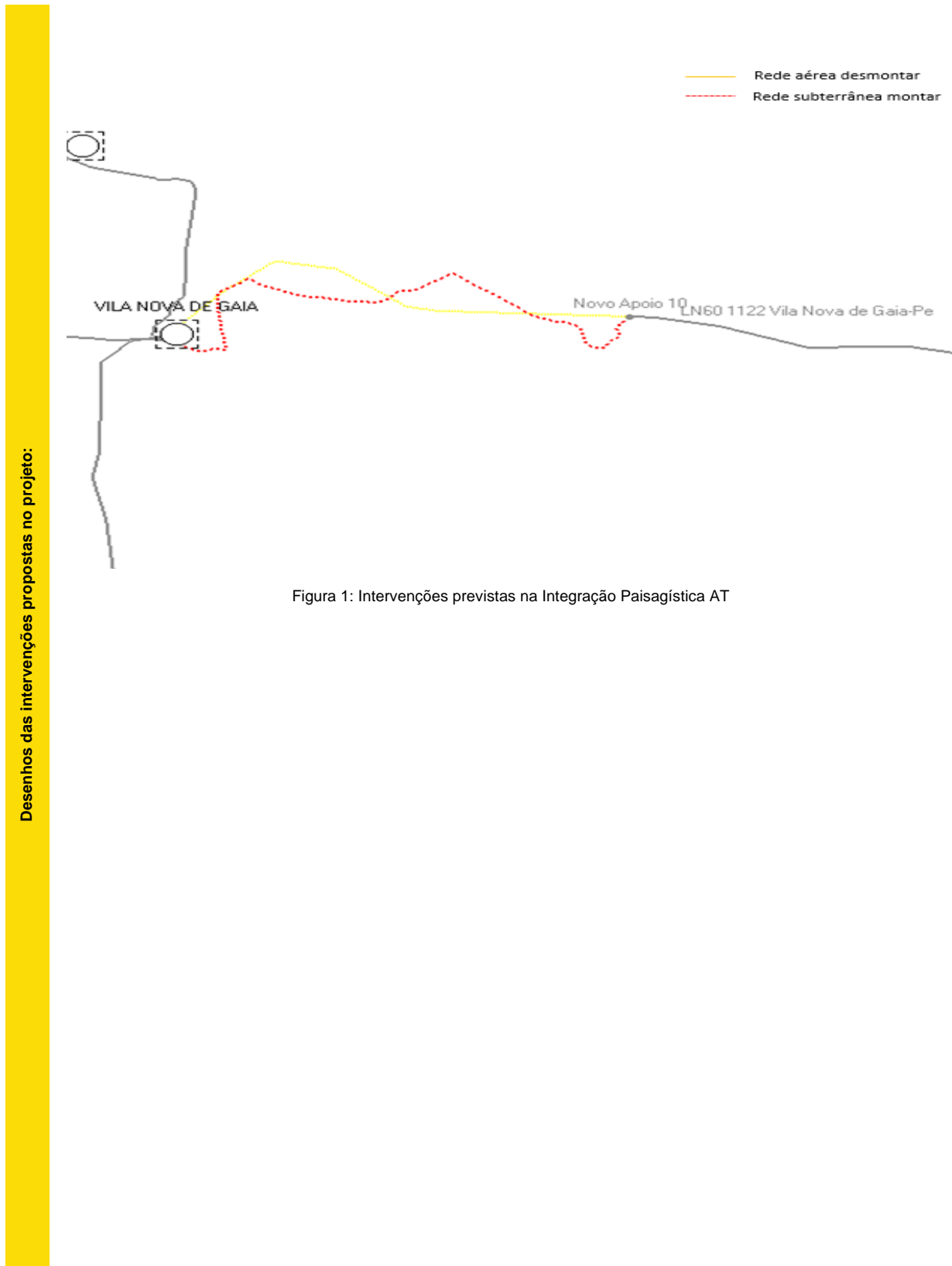


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT





**Ficha n.º 72 - Projeto Modif LN60 Carriche-Arroja-Qt Caldeira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Lisboa, Loures e Odivelas

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	4 425	4 425	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 72
Custos Totais	7 567	7 567				

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas de alta tensão Carriche - Casal S. Brás, Alto Mira - Casal S. Brás II, Carriche - Arroja, Carriche - Quinta da Caldeira, Caneças - Arroja e Variante Interligação LA6078-LA6138 nas zonas urbanas de Odivelas, Loures e Lisboa.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Arroja, Caneças-Arroja, Carriche-Quinta da Caldeira até ao apoio 26. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II. 2 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Arroja, Caneças-Arroja e Carriche-Quinta da Caldeira. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 permite a desmontar maior quantidade de rede aérea AT.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	2038				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	7 952	-	-	2 183	5 383
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>7 952</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 183</b>	<b>5 383</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

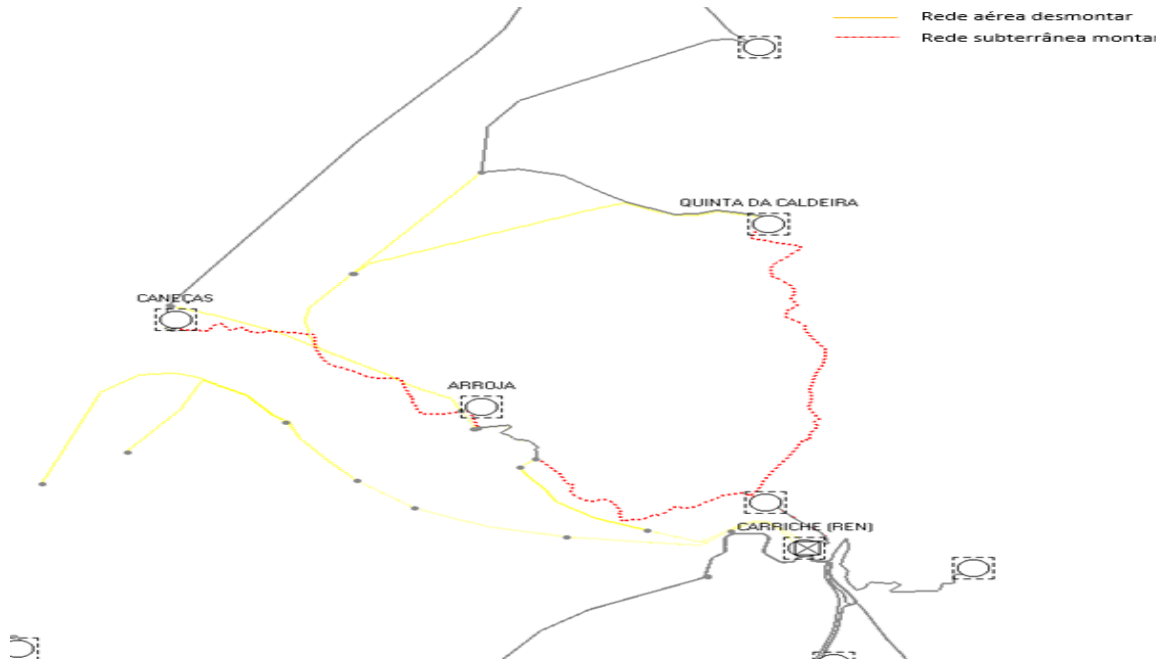


Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT



**Ficha n.º 73 - Projeto Modif LN60 Coína-Ct Barreiro e Barreiro**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Promoção Ambiental  
**Subprograma:** Integração Paisagística de Redes Aéreas

**Concelhos:** Barreiro

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 324	2 324
Custos Totais	3 949	3 949

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 73

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas AT Coína-Central do Barreiro e Barreiro na zona urbana do Barreiro.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Coína - Central do Barreiro, entre o novo apoio n.º 23 e o PS Central do Barreiro. A linha aérea do Barreiro é para desmontar.
	2 Passar cabo subterrâneo entre o novo apoio n.º 23 da linha Coína-Central do Barreiro e a SE do Barreiro. Desmontar as linhas aéreas do Barreiro, e Coína-Central do Barreiro entre o novo apoio 23 e o PS Central do Barreiro.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Para a mesma quantidade de rede a desmontar, a Alternativa 02 apresenta indicadores económicos mais interessantes.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	844				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	3 744	-	-	-	3 683
	Instalações AT/MT	271	-	-	-	266
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 015</b>	-	-	-	<b>3 949</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1: Intervenções previstas na Integração Paisagística AT





**Ficha nº 74 - Projeto Localização de Defeitos**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	724	452
<b>Custos Totais</b>	1 057	660

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 10	Ficha n.º 20	Ficha n.º 74

**Motivação**

O projeto Localização de Defeitos consiste na instalação de sistemas de processamento de dados em 120 postos de corte e seccionamento e subestações AT/MT com unidades de protecção digitais não integradas em SPCC, permitindo o envio automático para SCADA dos valores de R e X apurados até aos pontos de defeito. Para esse efeito aproveita-se a existência da função localização de defeitos que é disponibilizada pelas unidades de proteção dos SPCC. Foi desenvolvido um projeto-piloto, baseado no envio para SCADA dos valores referidos e, conseqüentemente, no tratamento dessa informação pela aplicação DPLAN com vista à disponibilização das estimativas aproximadas da distância às avarias. Na sequência da implementação desde projeto estão hoje em serviço cerca de 100 SPCC com a funcionalidade localização de defeitos ativa, permitindo aos Centros de Condução localizar as avarias com maior rapidez e precisão.

No entanto, nas subestações onde se verifica a existência de UP digitais não integradas em SPCC, não é possível que as UP enviem de uma forma automática e expedita os valores de R e X para SCADA, tendo sido necessário para resolver esta dificuldade, desenvolver um projeto-piloto específico, com recurso a equipamentos Kalkitech Sync2000 e a um Router eWON, para estabelecer a ligação entre as UP e o SCADA / Centro de Engenharia.

O investimento para instalação do referido equipamento, permite gerar dois importantes benefícios:

- Benefício de Redução de END (calculado com base na redução de TIEPI MT para as 120 instalações envolvidas);
- Benefício de Redução da extensão das Rondas a Linhas Aéreas AT e MT após Incidentes, exprimindo a redução de quilómetros percorridos para detecção de avarias).

Os principais benefícios esperados estão relacionados com a redução de END e a redução da extensão das rondas a linhas aéreas AT e MT após incidentes.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

Base RND	
Redução de TIEPI (min.)	1,73

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Localização de Defeitos		1 057	660			
<b>TOTAL</b>		<b>1 057</b>	<b>660</b>			

<b>Fundamentação de alterações ao projeto de investimento</b>	Valor de acordo com a última orçamentação do projeto.
---	---

**Ficha n.º 75 - Projeto Renov SPCC SE Felgueiras**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Felgueiras

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	504	454
Custos Totais	796	716

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 42	Ficha n.º 75

<b>Motivação</b>	Reserva à sede de concelho de Felgueiras
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
<b>Alternativas</b>	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">0,0</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,7</td> </tr> </tbody> </table>		Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	25	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7																						
Características do ativo																																
Idade do Ativo (anos)	25																															
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0																															
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7																															
<b>Investimento (k€)</b>	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">801</td> <td style="text-align: center;">80</td> <td style="text-align: center;">716</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>801</b></td> <td style="text-align: center;"><b>80</b></td> <td style="text-align: center;"><b>716</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> </tbody> </table>		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Rede AT	-	-	-	-	-	Instalações AT/MT	801	80	716	-	-	Rede MT	-	-	-	-	-	<b>TOTAL</b>	<b>801</b>	<b>80</b>	<b>716</b>	-	-
Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																											
Rede AT	-	-	-	-	-																											
Instalações AT/MT	801	80	716	-	-																											
Rede MT	-	-	-	-	-																											
<b>TOTAL</b>	<b>801</b>	<b>80</b>	<b>716</b>	-	-																											
<b>Ano 0:</b>	2021																															

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 pois a execução do projeto está condicionada pela aprovação do PDIRD-E 2018.

Ficha n.º 76 - Projeto Renovação do SPCC da SE Alvelos

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Barcelos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	534	534
Custos Totais	780	780

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 76

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	26
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Ano 0:	2025				
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	806	-	-	-	780	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>806</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>780</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 77 - Projeto Renovação do SPCC da subestação Varosa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Lamego

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	508	508	Incluído	Não	Ficha n.º 64	Ficha n.º 77
Custos Totais	741	741				

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	771	-	445	296	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>771</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>296</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.



**Ficha n.º 78 - Projeto Renovação do SPCC da subestação da Boavista**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	586	370
Custos Totais	856	540

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha Nº 40	Ficha n.º 53	Ficha n.º 78

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	877	316	540	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>877</b>	<b>316</b>	<b>540</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 por necessidade de coordenação das intervenções com o projeto de Reabilitação da rede AT do Porto.

**Ficha n.º 79 - Projeto Renovação do SPCC da subestação das Antas**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	800	388
Custos Totais	1 168	567

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha Nº 37	Ficha n.º 54	Ficha n.º 79

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
<b>2</b>	Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	26
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 209	601	567	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 209</b>	<b>601</b>	<b>567</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 por necessidade de coordenação das intervenções com o projeto de Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto.

**Ficha n.º 80 - Projeto Renovação SPCC da subestação de Paranhos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	550	78
Custos Totais	803	115

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha Nº 38	Ficha nº 52	Ficha n.º 80

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	30
Índice de Saúde (0 a 100)	47,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	849	688	115	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>849</b>	<b>688</b>	<b>115</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O orçamento foi atualizado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 devido à necessidade de coordenação das intervenções com o projeto de Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto.

**Ficha n.º 81 - Projeto Renovação SPCC SE Avanca**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Estarreja

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	545	23
Custos Totais	796	33

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 81

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	847	763	33	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>847</b>	<b>763</b>	<b>33</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--



**Ficha n.º 82 - Projeto Renov SPCC SE Almeirim**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Almeirim

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	870	812
Custos Totais	1 270	1 186

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 82

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	16				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 330	84	712	474	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 330</b>	<b>84</b>	<b>712</b>	<b>474</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 83 - Projeto Renovação do SPCC da SE Alpalhão**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Nisa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	500	500
Custos Totais	730	730

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 83

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	25
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	740	-	-	-	730	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>740</b>	-	-	-	<b>730</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 84 - Projeto Adaptação PDIFs Rede AT Inj Alto Mira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	330	330
Custos Totais	482	482

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 84

<b>Motivação</b>	Remodelação da Subestação Alto Mira 400/220/60kV. Necessidade de adaptação dos painéis de interligação à SE Alto Mira (REN) de forma a assegurar a compatibilidade das protecções diferenciais de linha. Necessidade de realocização de cabos entre painéis.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Instalação de protecções diferenciais nas SE da RND alimentadas por este PdE. Alteração dos cabos nos painéis da SE Alto Mira, de acordo com a sua realocização.
<b>2</b>	Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Necessidade de compatibilização com a remodelação da Subestação Alto Mira 400/220/60kV.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo
Idade do Ativo (anos)
Índice de Saúde (0 a 100)
Índice de Criticidade (0 a 5)

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	482	-	-	482	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>482</b>	-	-	<b>482</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2022					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Conforme concertado em reunião realizada entre ORD e ORT, o ORT referiu que durante o ano de 2021, irá intervir ao nível dos 400/220 kV e só posteriormente nos 60 kV o que previsivelmente irá a ocorrer no ano de 2022. Assim, este projeto foi adiado para 2022.

**Ficha n.º 85 - Projeto Renov SPCC da SE Telheiro**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Mafra

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	615	223
Custos Totais	898	326

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha Nº 72	Ficha n.º 137-A	Ficha n.º 85

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. Instalação de Sistema de Monitorização de Arco Interno.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	937	572	326	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>937</b>	<b>572</b>	<b>326</b>	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.



**Ficha n.º 86 - Projeto Renov SPCC SE Central Tejo**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	840	756
Custos Totais	1 226	1 104

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 97	Ficha n.º 86

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	18				
	Índice de Saúde (0 a 100)	51,3				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 288	123	662	442	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 288</b>	<b>123</b>	<b>662</b>	<b>442</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022 resultante de recalendarização.

**Ficha n.º 87 - Projeto Renov SPCC SE Moscavide**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Loures

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	985	929
Custos Totais	1 438	1 356

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 99	Ficha n.º 87

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	24
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 504	82	814	543	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 504</b>	<b>82</b>	<b>814</b>	<b>543</b>	-	-
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O orçamento foi atualizado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022 resultante de recalendarização.

**Ficha n.º 88 - Projeto Renov SPCC SE Sobreda**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	500	450	Incluído	Não	Ficha n.º 98	Ficha n.º 88
Custos Totais	730	657				

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	34
Índice de Saúde (0 a 100)	0,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	770	73	438	219	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>770</b>	<b>73</b>	<b>438</b>	<b>219</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022 resultante de recalendarização.

**Ficha n.º 89 - Projeto Renovação do SPCC da SE Brasil**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Setúbal

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	646	646	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 89
Custos Totais	943	943				

<b>Motivação</b>	SPCC não dispõe de funcionalidades críticas para a operação. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. Instalação de Sistema de Monitorização de Arco Interno.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	28				
	Índice de Saúde (0 a 100)	52,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	975	-	-	-	943
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>975</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>943</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 90 - Projeto Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Loures

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	937	937
Custos Totais	1 368	1 368

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha Nº 76	Ficha n.º 101	Ficha n.º 90

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 428	-	889	479	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 428</b>	<b>-</b>	<b>889</b>	<b>479</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O orçamento foi atualizado.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 91 - Projeto Renovação do SPCC do PC Fanhões**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Loures

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Total			Não	Ficha n.º 100	Ficha n.º 91
<b>Custos Primários</b>	970	970				
<b>Custos Totais</b>	1 416	1 416				

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	25				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 474	-	850	566	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 474</b>	<b>-</b>	<b>850</b>	<b>566</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.

**Ficha n.º 92 - Projeto Renovação do SPCC do PC Trajouce**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Cascais

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 085	1 085
Custos Totais	1 584	1 584

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 92

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada, Sistemas de Protecção e Cartas obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	27				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 643	-	-	-	1 584
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 643</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 584</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Ficha n.º 93 - Projeto Instalação do SPCC na SE Norte

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 055	1 055
Custos Totais	1 540	1 540

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 93

<b>Motivação</b>	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	22
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado					
	ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 592	-	-	762	778
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 592</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>762</b>	<b>778</b>
<b>Ano 0:</b>		2023				

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Ficha n.º 94 - Projeto Renovação do SPCC da SE Moura

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC  
 Subprograma: Substituição de SPCC

Concelhos: Moura

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	570	570
Custos Totais	832	832

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 94

<b>Motivação</b>	Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	20
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	843	-	-	-	832	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>843</b>	-	-	-	<b>832</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 95 - Projeto Renovação do SPCC da SE Porto de Lagos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Portimão

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	595	595
Custos Totais	869	869

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 95

<b>Motivação</b>	Sistemas de Protecção AT obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC (componente AT).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	23
Índice de Saúde (0 a 100)	17,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	898	-	-	-	869	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>898</b>	-	-	-	<b>869</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2024						

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 96 - Projeto Renovação do SPCC da SE Tavira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Automação de SE e Modernização de SPCC  
**Subprograma:** Substituição de SPCC

**Concelhos:** Tavira

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	660	660
Custos Totais	964	964

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 96

<b>Motivação</b>	Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. Instalação de Sistema de Monitorização de Arco Interno.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	28				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	996	-	-	482	482
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>996</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>482</b>	<b>482</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha nº 97 - Projeto ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos AT/MT)**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional (Data Centers)

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	6 835	6 835
<b>Custos Totais</b>	9 979	9 979

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 97

**Motivação**

Considerando a premência da redução das emissões de CO2 a nível global e a dependência externa de combustíveis fósseis, Portugal é um dos países que se coloca na linha da frente do combate às alterações climáticas, apresentando uma evolução acelerada com impacto determinante na rede de Distribuição, conforme expresso na estratégia do PNEC 2030 e roteiro de neutralidade carbónica 2050 (RNC2050). De forma a garantir a segurança do abastecimento, a rede elétrica de distribuição terá que dar resposta a estes novos desafios, nomeadamente o aumento da produção renovável distribuída, de perfil intermitente, e o incremento do consumo de novas cargas de comportamento menos preditivo, como a mobilidade elétrica.

A digitalização e a evolução tecnológica serão elementos essenciais para que o ORD consiga explorar a rede de uma forma mais ativa e inteligente, podendo manter a segurança de abastecimento mesmo nos cenários mais gravosos através da alteração da produção distribuída, utilização das reservas de energia nos sistemas de armazenamento da rede, a deslocação das cargas para períodos mais favoráveis ou a gestão das cargas menos prioritárias da rede através de incentivos ou por imposição.

Uma das ferramentas que se apresenta como essencial para responder aos desafios atuais e futuros do ORD é o sistema ADMS (Advanced Distribution Management System), que consiste numa plataforma de software que dá suporte transversal a toda a atividade desenvolvida pelo operador de rede de distribuição, oferecendo funções avançadas de monitorização, análise, controle, otimização, planeamento e treino, que permitem uma maior eficiência, confiabilidade e segurança na exploração das infraestruturas elétricas de distribuição. Esta plataforma inclui funções que automatizam o restabelecimento de energia após um incidente e que otimizam a performance da rede de distribuição.

Um ADMS, sendo um suite aplicacional, contempla de forma modular todas as funcionalidades necessárias à gestão da rede elétrica, permitindo na mesma aplicação agregar um sistema SCADA, um sistema de gestão de ocorrências (OMS), um sistema de gestão de equipas de trabalho (WFM). A utilização de um sistema único permite a captura de sinergias entre estas funções reduzindo a sua dependência de interfaces personalizadas. O ADMS dá também resposta à crescente proliferação de equipamentos de medição inteligente (EMI) e geração na baixa tensão, permitindo o controle destes aparelhos através da sua interface e uma gestão integrada da rede elétrica nos seus vários níveis de tensão.

A implementação de um ADMS representa os seguintes benefícios:

- Contribuição para a redução da pegada ambiental;
- Redução de impactos de incidentes e melhoria da qualidade de serviço;
- Maior rapidez na redução de tensão em caso de emergência;
- Integração com geração distribuída e micro redes;
- Possibilidade de integração de modelos de previsão;
- Redução de custos de infraestrutura tecnológica;
- Incremento de eficiência a nível organizacional;
- Redução de custos de penalizações por melhoria de indicadores de qualidade de serviço.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	ADMS (AT/MT)			2 519	7 461	
	ADMS (BT)			1 955	6 316	
	<b>TOTAL</b>			<b>4 473</b>	<b>13 777</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



**Ficha nº 98 - Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 750	900
<b>Custos Totais</b>	5 475	1 314

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 98

<b>Motivação</b>	<p>O conhecimento das principais variáveis do funcionamento e medidas na Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade) nomeadamente os valores das contagens em particular na rede MT e saídas de subestações, são um contributo essencial à implementação da transformação digital associado ao conceito de rede inteligente, possibilitando um mais preciso balanço energético, nomeadamente nas SE AT/MT, em coordenação com as plataformas centrais, disponibilizando novas funções e ferramentas viabilizando a análise e detecção de focos de perdas na RND, que tem impacto directo nos resultados da E-REDES.</p> <p>No paradigma tecnológico atual o balanço energético é calculado com uma resolução mensal apesar de ter na sua base medidas de quarto de hora sendo que existem problemas quer de cobertura de telecontagem em todos os pontos no perímetro das zonas a analisar, como as saídas das Subestações, como ainda o estado de funcionamento de muita da telecontagem na MT nomeadamente em PTs não permite também a sua recolha e portanto integração no balanço.</p> <p>Esta realidade encerra riscos associados quer à imprecisão originada no cálculo e no tempo necessário à constituição do balanço, com o consequente atraso com as acções são tomadas, possibilitando que infractores desactivem dispositivos de fraude e sejam criadas dificuldades na sua análise e detecção.</p> <p>Nota: Piloto em curso em SEs Ortigoso, Gueifães e Pombal.</p>
------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT				1 314	4 161
	<b>TOTAL</b>				<b>1 314</b>	<b>4 161</b>

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha nº 99 - Projeto Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 000	1 000
<b>Custos Totais</b>	1 460	1 460

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 99

<b>Motivação</b>	<p>Os serviços de conectividade assegurados pelas redes de telecomunicações são um suporte essencial à transição energética, à transformação e criação de Redes Elétricas Inteligentes, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de eficiência, de qualidade e segurança no abastecimento de energia</p> <p>O plano de criação de redundâncias de acesso a Subestações e Postos de Corte AT/MT contribuirá para uma infraestrutura de comunicações mais resiliente e, conseqüentemente, para uma qualidade de serviço superior, através da implementação de via de comunicação alternativa que garanta os serviços essenciais em caso de falha da via principal (rede de fibra ótica). Para este efeito, os links rádio de Feixes Hertzianos têm sido a solução técnica preferencial na criação das referidas redundâncias, em função da sua boa relação benefício/custo assim como pela rapidez da sua implementação.</p> <p>Complementarmente, no âmbito da Agenda Digital Europeia, decorre um importante esforço de coordenação e alocação de espectro às futuras redes 5G, com as entidades reguladoras a decidir a libertação da faixa 1,5GHz para as novas redes e serviços digitais sem fios. Nesta conformidade, em articulação com a Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) e respetivos procedimentos de licenciamento e de definição dos prazos limite de migração, a E-REDES pretende adquirir novos feixes hertzianos com características melhoradas de largura de banda relativamente aos que se encontram atualmente em exploração e compatíveis com as faixas de frequências previstas no plano nacional de frequências gerido pela ANACOM.</p> <p>A E-REDES prevê a operacionalização deste plano a partir de 2022, com uma cadência de implementação de 6 links/ano, podendo surgir novas necessidades e outras prioridades em função das alterações na infraestrutura principal de suporte das comunicações (infraestrutura de cabos de fibra ótica), que acompanhará a evolução da rede AT.</p> <p>A persecução deste projeto contempla os seguintes objetivos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 - Garantir redundância da infraestrutura de comunicações nas instalações onde esta se encontra limitada a um único caminho;</li> <li>2 - Aumentar capacidade, respondendo à maior demanda de serviços e dados.</li> </ol> <p>A persecução deste projeto representa os seguinte benefício:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 – Aumento da disponibilidade dos serviços em instalações onde não existe redundância física de infraestrutura de comunicações. Para uma solução tipo, estima-se um aumento da disponibilidade dos serviços de 98,22% para 99,23%</li> </ol>
------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT			365	1 095	
	<b>TOTAL</b>			<b>365</b>	<b>1 095</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha nº 100 - Projeto Rede de Acesso Fase I**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	10 000	2 808
<b>Custos Totais</b>	14 600	4 099

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 11	Ficha n.º 22	Ficha n.º 100

**Motivação**

Os serviços de conectividade assegurados pelas redes de telecomunicações são um suporte essencial à transição energética, à transformação e criação de Redes Eléctricas Inteligentes, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de eficiência, de qualidade e segurança no abastecimento de energia. A disponibilização de conectividade aos ativos da RND com elevada dispersão geográfica e às equipas no terreno é proporcionado pelas Redes de Acesso, constituídas por tecnologias sem fios, privadas e públicas, que de forma coordenada disponibilizam serviços de voz e de dados.

A exigência inerente à digitalização da RND e aos novos modelos da sua operação, requerem a evolução tecnológica e da capacidade de serviço da Rede de Acesso, promovendo a renovação da tecnológica da infraestrutura privada analógica VHF (> 30 anos) e a utilização de novos serviços disponibilizados pelo mercado, numa arquitetura flexível, capaz de capitalizar na evolução tecnológica 4G e 5G e no contributo das Redes públicas nacionais.

Nesta Fase I do plano de evolução, foi desenvolvido um piloto de Rede privada em 4G, confirmando a sua adequação e principais critérios técnicos a considerar, iniciada a avaliação das oportunidades inerentes ao 5G, enquanto tecnologia e futura infraestrutura de suporte à Agenda Digital Europeia, obtida junto da ANACOM a autorização para a constituição do operador móvel privado virtual EDP Distribuição (PVNO), iniciado o procedimento que poderá conduzir à atribuição do espectro radioelétrico necessário à exploração de uma nova Rede privada sem fios e encetado o concurso público para a aquisição da plataforma PVNO.

A persecução desta Fase I contempla os seguintes objetivos divididos em 2 blocos:

**BLOCO I:**

- > Aquisição e exploração de uma plataforma PVNO, permitindo explorar a complementaridade das redes públicas, melhorando a qualidade individual dos serviços e a resiliência em situações de operação perturbada;
- > Aquisição e integração de terminais para utilização de serviços de satélite, conferindo resposta aos casos de uso associados à continuidade do negócio e a localizações geográficas sem alternativa de serviço terrestre;

**BLOCO II:**

- > Concluir a avaliação das alternativas tecnológicas e oportunidades e sinergias com o roll-out nacional do 5G, no enquadramento regulamentar de atribuição e/ou sublocação de espectro (ANACOM), concretizando uma nova solução para resposta técnica à região prioritária do OESTE (11% do território e 13% dos ativos MT);
- > Comprovar o mérito na redução do risco da operação RND e conseqüente impacto na redução da energia não distribuída, em regime de força maior, permitindo validar as condições para a prossecução da Fase II da Rede de Acesso.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
	Rede de Acesso Fase I - Bloco I	3 789	3 223	438	438	6 713
	<b>TOTAL</b>	<b>3 789</b>	<b>3 223</b>	<b>438</b>	<b>438</b>	<b>6 713</b>

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final. O bloco II da Fase I deste projeto perde prioridade sendo a sua realização previsto fora do período do PDIRD-E 2020.

**Ficha nº 101 - Projeto Plataforma IoT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 000	2 000
<b>Custos Totais</b>	2 920	2 920

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 101

**Motivação**

A Digitalização da Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade), contributo essencial à implementação do conceito de rede inteligente, incorporará em escala e com um crescimento exponencial, o suporte a transações de informação, de débito e frequência variáveis, entre entidades aplicacionais e os mais diversos dispositivos e ativos da RND, constituindo assim um ambiente IIoT (Industrial Internet of things), que devidamente securizado irá alavancar novos modelos de operação da RND e de geração de eficiências operacionais.

A multiplicidade de casos de uso, o recurso a um variado portfolio de comunicações e a necessidade de assegurar um conjunto de funções transversais que possam assegurar, entre outras funções: uma arquitetura global flexível e escalável, a partilha da informação entre várias entidades aplicacionais, a independência do desenvolvimento aplicacional dos dispositivos e comunicações, segurança, autenticação, gestão lógica dos dispositivos, ...; exigem a criação de uma plataforma IoT que assegure as funções comuns necessárias, permitindo a evolução independente dos principais blocos funcionais, promovendo assim a inovação, a eficiência e ausência de lock-in a produtos e fornecedores.

A E-REDES preconiza a implementação de uma plataforma IoT, alinhada com os principais standards europeus e enquadrada com a sua arquitetura global, nomeadamente, prevendo a futura plataforma PVNO de conectividade gerida, uma arquitetura de segurança transversal, a portabilidade de infraestrutura (Clouds privadas ou públicas), a utilização de processos de automação, a arquitetura de Analytics e Data Lake e a alavancagem de novas API no suporte às novas dinâmicas no desenvolvimento aplicacional, facilitando e contribuindo para a viabilidade e eficiência dos casos de uso IoT.

O projeto adotará como referencia a normalização e recomendações europeias do OneM2M, adotando uma construção modular, promovendo, quando possível, tecnologias e componentes de software open-source.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
	Projeto Plataforma IoT		767	365	1 789	
	<b>TOTAL</b>		<b>767</b>	<b>365</b>	<b>1 789</b>	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



**Ficha n.º 102 - Projeto Alimentação AT da SE Amarante**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Redução de Perdas Técnicas AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Amarante e Celorico de Basto

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	781		781	Não	Ficha n.º 43
Custos Totais	1 312	1 312				

<b>Motivação</b>	Redução de perdas na rede AT transferindo a alimentação de consumos da SE Amarante para uma linha 60kV unicamente recetora de produção (Felgueiras-Campanhó). Melhoria da qualidade de serviço da SE Amarante através da alimentação AT explorada em malha fechada.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Ligação da SE Amarante ao PdE Fafe (REN) através de 21km de linha 60kV dupla AA325.
	2 Ligação em derivação da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras através de 6km de linha 60kV dupla AA325.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Melhores indicadores económicos da alternativa 2 face à alternativa 1. Apesar da ligação em derivação, a opção por linha dupla na ligação a Felgueiras permitirá a prazo a evolução para anel e a eventual desmontagem da LN60 1466 Amarante-Felgueiras de 1955.
---------------------------------	---

<b>Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados							
		<b>Benefício</b>						
		Redução anual de END (kWh) (*)						-
		Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)						1 565 739
		Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)						-
		(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)						
		Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais						
			<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 033	-	-	79	949	-
		Instalações AT/MT	286	-	-	22	263	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>1 319</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101</b>	<b>1 211</b>	<b>-</b>	
<b>Benefícios (k€)</b>	Perdas	1 801	-	-	-	263	4 054	
	END	-	-	-	-	-	-	
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>1 801</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>263</b>	<b>4 054</b>	
<b>Ano 0:</b>	2023							
	Tabela 3. Risco de Potência não garantida							
	<b>Potência não garantida</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
	Regime N (kW)	0	1 060	2 453	3 907	5 425	7 015	8 667
	Regime N-1 (kW)	0	696	2 162	3 710	5 342	7 056	8 854

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento





**Ficha n.º 103 - Projeto Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Redução de Perdas Técnicas AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Estremoz; Sousel

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	2 864	2 162
Custos Totais	4 668	3 524

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 50	Ficha n.º 77	Ficha n.º 103

<b>Motivação</b>	Redução de perdas na rede AT transferindo a alimentação da SE Maranhão para o PdE Estremoz (REN). Dificuldade de recurso da rede AT.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Ligação da SE Maranhão à SE Estremoz (RND) através da separação dos circuitos da linha dupla LN60 0078 Caeira-Estremoz. 2 Novo circuito 60kV AA325 do PdE Estremoz (REN) para a LN60 6514 até à localidade Casa Branca, sendo duplo no troço inicial até à localidade de Sousel. Desmontagem do troço da LN60 6154 entre a SE Estremoz e a localidade Casa Branca.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 apresenta um indicador económico mais satisfatório, e é ainda a que tecnicamente melhor responde ao desenvolvimento da rede.
---------------------------------	---

**Análise de Risco, Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	4 055 078
Eliminação de Sobrecarga (kWh) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	4 979	1 144	2 239	1 285	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 979</b>	<b>1 144</b>	<b>2 239</b>	<b>1 285</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	-	-	-	-	-	-
END	-	-	-	-	-	-
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

No presente plano o projeto foi revisto em alta com a instalação do segundo terno AA325 na linha prevista construir, no troço compreendido entre o PdE Estremoz(REN) e a localidade de Sousel. Esta opção, não só melhora a redução de perdas que motiva o projecto, como também aumenta as condições de recepção de produção distribuída existentes na envolvente de Sousel, otimizando a capacidade criada pelo projecto da nova SE Sousel 60/30. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022

**Ficha n.º 104 - Projeto Renovação andar 15 kV SE Feitosa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Ponte de Lima

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 000	572
Custos Totais	1 580	904

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 104

<b>Motivação</b>	Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar 15kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	35				
	Índice de Saúde (0 a 100)	50,6				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 641	-	-	-	904
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 641</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>904</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Ficha n.º 105 - Projeto Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Chaves, Valpaços e Montalegre

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 235	1 235	Incluído	Não	Ficha n.º 36	Ficha n.º 105
Custos Totais	2 055	2 055				

Motivação	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV, barramento de 60kV e seccionadores de 60kV em mau estado. Estruturas do andar de 15kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 15kV.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação de andar 60kV da SE Chaves. Andar AT: IB + 2x(TP+2LNAT) Remodelação de andar 15kV da SE Chaves para QMMT. Andar MT: IB + 2x(TP+TSA/RN+BC+6LNMT)
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	42,2
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 948	-	-	-	1 872	-
Rede MT	190	-	-	-	182	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 138</b>	-	-	-	<b>2 055</b>	-
Ano 0:	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Orçamento atualizado em sede de projecto de execução.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Ficha n.º 106 - Projeto Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Macedo de Cavaleiros, Vinhais, Mirandela, Alfândega da Fé e Bragança

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	1 362		1 362	Não	Ficha nº 37
Custos Totais	2 097	2 097				

Motivação	Estruturas do andar de 60kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação de andar 60kV da SE Macedo de Cavaleiros, mantendo a configuração atual. Andar AT: IB + 2TP + 2LN. Reabilitação do SPCC.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (0 a 100)	43,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 167	-	-	-	2 097	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 167</b>	-	-	-	<b>2 097</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 107 - Projeto Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Braga, Vila Verde

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	700		490	Não	Ficha nº 41
<b>Custos Totais</b>	<b>1 106</b>	<b>774</b>				

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE São Martinho de Dume apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. Disjuntores e seccionadores dos painéis de 60kV em fim de vida útil e estruturas oxidadas.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação do andar 60kV da SE São Martinho de Dume com configuração atual. (Substituição dos secc e disj dos painéis AT, exceto P501, dos disjuntores MT dos painéis das BC, beneficiação das estruturas e instalação de DST nos PNLN).
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir							
	<b>Características do ativo</b>							
	Idade do Ativo (anos)	35						
	Índice de Saúde (0 a 100)	52,4						
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>						
			Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	
		Rede AT	-	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	1 158	-	-	-	774	332
<b>TOTAL</b>		<b>1 158</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>774</b>	<b>332</b>	
<b>Ano 0:</b>	2026							

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 108 - Projeto Renovação do andar 30 kV da SE Bragança**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Bragança

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 542	1 542	Incluído	Não	Ficha n.º 40	Ficha n.º 108
Custos Totais	2 371	2 371				

<b>Motivação</b>	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 30kV.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação do andar de 30kV da SE Bragança. Reabilitação do SPCC.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	45,6				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 467	-	-	2 371	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 467</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 371</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC.

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



**Ficha n.º 109 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Barcelos, Esposende, Póvoa de Varzim

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 000	1 000	Incluído	Não	Ficha n.º 39	Ficha n.º 109
Custos Totais	1 580	1 580				

<b>Motivação</b>	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV, elevado estado de corrosão do barramento de 60kV.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação andar de 60kV da SE Fonte Boa, mantendo a configuração atual.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	35				
	Índice de Saúde (0 a 100)	49,9				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 652	-	-	-	1 580
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 652</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 580</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 110 - Projeto Renovação do Andar AT da SE Guimarães**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Guimarães

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	2 639	120	Incluído	Ficha nº 25	Ficha nº 34	Ficha n.º 110
Custos Totais	4 131	188				

<b>Motivação</b>	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores 60kV, dois transformadores 60/15kV com necessidades de beneficiação (TP1 e TP2 com papel isolante em estado de degradação avançado), estruturas em fim de vida útil e encaixes dos blocos extraíveis no barramento de 60kV desalinhados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação do andar 60kV da SE Guimarães mantendo a configuração atual (2LN+3TP+2IB), incluindo a reabilitação de dois dos três transformadores 60/15kV de 20MVA. Remodelação do SPCC. 2 Remodelação do andar 60kV da SE Guimarães, simplificando a sua configuração. Andar AT: IB+2x(LN+TP), substituindo os três transformadores de 20MVA por dois transformadores de 31,5MVA. Remodelação do SPCC.
---------------------	---

<b>Alternativa Selecionada</b>	2 A alternativa 2 é a alternativa mais interessante uma vez que simplifica a exploração da rede e reduz a energia de perdas. Esta alternativa é também a que em situação de recurso à falha de barramento MT apresenta menor potência não garantida.
--------------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	46
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	4 439	3 943	188	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 439</b>	<b>3 943</b>	<b>188</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 resultante de recalendarização.

**Ficha n.º 111 - Projeto Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Alijó, Sabrosa, S.M. Penaguião, S.J. Pesqueira, Carrazeda de Ansiães, Tabuaço

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
				Ficha nº 27	Ficha nº 35	Ficha n.º 111
<b>Custos Primários</b>	2 014	2 014				
<b>Custos Totais</b>	3 204	3 204				

<b>Motivação</b>	<p>Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores de 60kV e 30kV, disjuntores 30kV desalinhados, barramento 60kV em fim de vida útil, seccionadores do andar de 30kV desalinhados.</p> <p>O óleo dos dois transformadores da SE Pinhão, com cerca de 40 anos de idade, já apresenta sinais característicos de início de degradação.</p>
------------------	---

<b>Alternativas</b>	<p>1 Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, mantendo a configuração atual. (AT: 2LN+2TP; MT: 3LN+IB+3LN+BC+TSARN).</p> <p>2 Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, simplificando a sua configuração. (AT: 2LN+1TP; MT: 6LN+BC+TSARN), incluindo substituição dos dois transformadores de 15MVA por um transformador de 31,5MVA.</p>
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>2 A alternativa 2 é a alternativa menos onerosa e promove a substituição de dois TPs de fabrico antigo.</p>
---------------------------------	--

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	40
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	294	-	-	156	128
Instalações AT/MT	2 917	-	-	1 547	1 266	-
Rede MT	111	-	-	59	48	-
<b>TOTAL</b>	<b>3 323</b>	-	-	<b>1 762</b>	<b>1 442</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

Ficha n.º 112 - Projeto Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Arcos de Valdevez, Ponte da Barca

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	725	315	Incluído	Não	Ficha n.º 33	Ficha n.º 112
Custos Totais	1 146	498				

Motivação	Andar MAT encontra-se em avançado estado de degradação. Os disjuntores de ar comprimido com vida útil ultrapassada e sem peças de substituição e o sistema de ar comprimido encontra-se obsoleto.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação do andar MAT para Andar MAT com 2 painéis de LNAT + 1 painel TP, manter o atual TP 130/60/15kV, abater o TP 130/15kV e novo SPCC.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	70
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 236	647	498	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 236</b>	<b>647</b>	<b>498</b>	-	-	-
Ano 0:	2021					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Este projeto foi incluído no PDIRD-E 2014 pelo valor de 600k€, estando previsto concluir em 2016, antes do início do período do PDIRD-E 2016, mas acabou por ser adiado devido a avarias frequentes na SE Lindoso, o que condicionou a oportunidade de realização da intervenção prevista nesta instalação.

Atualmente prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 pois aguarda oficialização da disponibilização do terreno da SE por parte da Agência Portuguesa do Ambiente.

Assim, este projeto tem investimento realizado antes de 2021, uma vez que foi oportunamente aprovado no âmbito do PDIRD-E 2014.

O valor foi atualizado, conseqüente de aumento de custos incorridos em sede de execução da intervenção.



**Ficha n.º 113 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Fafe**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Fafe, Guimarães

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
				Incluído	Ficha nº 26	Ficha nº 38
<b>Custos Primários</b>	1 400	1 400				
<b>Custos Totais</b>	2 212	2 212				

<b>Motivação</b>	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 15kV.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação de andar 15kV da SE Fafe para um novo QMMT, desmontagem do SPCC, remodelação do atual edifício, aproveitar a URTA e as proteções para reinstalar nos novos PN's. Desmontagem do equipamento existente.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	37					
	Índice de Saúde (0 a 100)	43,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 257	-	-	-	2 212	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 257</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 212</b>	<b>-</b>
	<b>Ano 0:</b>	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 114 - Projeto Renovação LN30kV ACR, Carrazeda Ansiães**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Carrazeda de Ansiães

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	578	578	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 114
Custos Totais	912	912				

<b>Motivação</b>	Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação da linha 30kV Açoreira, Carrazeda de Ansiães numa extensão de cerca de 15 km em 1x3x1 AA 90 mm².
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	60				
	Índice de Saúde (0 a 100)	64,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	947	-	-	-	912
	<b>TOTAL</b>	<b>947</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>912</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Ficha n.º 115 - Projeto Renovação LN30kV BGC, Macedo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	593	593
Custos Totais	937	937

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 115

Motivação	Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação da linha 30kV Bragança, Macedo numa extensão de cerca de 15,4 km em 1x3x1 AA 160 mm <sup>2</sup> .
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	59
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	962	-	-	375	562	-
	<b>TOTAL</b>	<b>962</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>375</b>	<b>562</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2023						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--

Ficha n.º 116 - Projeto Renovação LN30kV MCD, Bragança

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Bragança

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	667	667	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 116
Custos Totais	1 053	1 053				

<b>Motivação</b>	Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação da linha 30kV Macedo de Cavaleiros, Bragança numa extensão de cerca de 17,2 km em 1x3x1 AA 90 mm².
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	47				
	Índice de Saúde (0 a 100)	64,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	1 083	-	-	-	1 053
	<b>TOTAL</b>	<b>1 083</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 053</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



Ficha n.º 117 - Projeto Renovação LN30kV MCD, Moncorvo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Alfândega da Fé e Macedo de Cavaleiros

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	616	616	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 117
Custos Totais	973	973				

Motivação	Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação da linha 30kV Macedo de Cavaleiros, Moncorvo numa extensão de cerca de 14,6 km em 1x3x1 AA160 mm².
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	59					
	Índice de Saúde (0 a 100)	64,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	993	-	-	292	681	-
	<b>TOTAL</b>	<b>993</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>292</b>	<b>681</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2023						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 118 - Projeto Reabilitação da rede AT do Porto**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 393	2 001
<b>Custos Totais</b>	5 623	3 316

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha nº 33	Ficha nº 46	Ficha n.º 118

<b>Motivação</b>	Foi identificado com um nível de risco inaceitável, os cabos que interligam o posto de corte AT Circunvalação e as subestações, Boavista(Porto) e Monte do Burgos e os cabos que interligam as subestações Antas e a Campo 24 de Agosto. Os ativos identificados estão com perdas de óleo e encontram-se ao serviço desde 1964, 1974 e 1975, respetivamente. Foram também identificados com um risco inaceitável, no posto de corte AT Circunvalação e nas subestações Boavista(Porto), Monte dos Burgos e Antas os disjuntores que apresentam derrame de óleo e os seccionadores com mau estado de operação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de todos os ativos, cabos e equipamentos nas instalações identificadas, mantendo o conceito de funcionamento em malha fechada.
<b>2</b>	Conceito bloco cabo – transformador, permite a uma subestação equipada com 2 transformadores, seja ligada a 2 injectores diferentes.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 O conceito bloco cabo – transformador, permite que uma subestação equipada com 2 transformadores seja ligada a 2 injectores diferentes por uma questão de fiabilidade. Esta solução permite eliminar os andares de 60kV das subestações Boavista(Porto) e Monte dos Burgos. Para adoção desta solução é necessário estabelecer um novo circuito subterrâneo a 60 kV entre o PC Prelada e a SE Boavista (4 km 1x3x1 L XHQL F400) efetuar a interligação de cabos junto das instalações para permitir que os
---------------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	56
Índice de Saúde (0 a 100)	15,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	3 552	1 418	2 038	-	-
Instalações AT/MT	2 227	889	1 278	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5 779</b>	<b>2 306</b>	<b>3 316</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento atualizado em sede de projecto de execução. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 pois a sua execução está condicionada à atribuição de licenças para intervenção na via pública a emitir pela CM Porto.

**Ficha n.º 119 - Projeto Remodelação do andar AT da SE Antas**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	515	283
Custos Totais	814	448

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 119

<b>Motivação</b>	Foi identificado com um nível de risco inaceitável o barramento 60kV a subestação Antas, as estruturas e pórticos encontram-se degradados. Os seccionadores e disjuntores encontram-se com uma deficiente operacionalidade.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Remodelação integral do andar 60kV.
---------------------------------	---------------------------------------

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	60
Índice de Saúde (0 a 100)	36,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	838	366	448	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>838</b>	<b>366</b>	<b>448</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 120 - Projeto Renovação andar 15 kV SE Matosinhos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 007	604
Custos Totais	1 590	954

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 120

<b>Motivação</b>	Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar 15kV.
<b>Alternativas</b>	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: yellow;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">57</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">55,0</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,1</td> </tr> </tbody> </table>		Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	57	Índice de Saúde (0 a 100)	55,0	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1																																		
Características do ativo																																												
Idade do Ativo (anos)	57																																											
Índice de Saúde (0 a 100)	55,0																																											
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1																																											
<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: yellow;"></th> <th style="background-color: yellow;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: yellow;">Até 2020</th> <th style="background-color: yellow;">2021</th> <th style="background-color: yellow;">2022</th> <th style="background-color: yellow;">2023-25</th> <th style="background-color: yellow;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">1 655</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">954</td> <td style="text-align: center;">636</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>1 655</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>954 636</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2026</td> </tr> </tbody> </table>			Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	Investimento (k€)	Instalações AT/MT	1 655	-	-	954	636	Investimento (k€)	Rede MT	-	-	-	-	-	Investimento (k€)	<b>TOTAL</b>	<b>1 655</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>954 636</b>	<b>Ano 0:</b>	2026					
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																						
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-																																						
Investimento (k€)	Instalações AT/MT	1 655	-	-	954	636																																						
Investimento (k€)	Rede MT	-	-	-	-	-																																						
Investimento (k€)	<b>TOTAL</b>	<b>1 655</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>954 636</b>																																						
<b>Ano 0:</b>	2026																																											

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Ficha n.º 121 - Projeto Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 000	1 000
Custos Totais	1 580	1 580

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha nº 51	Ficha n.º 121

Motivação	Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 15kV na subestação Vila Nova de Gaia, apresenta um elevado estado de degradação provocando falhas de operação, incluindo a substituição de proteção de barras.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição do barramento no andar de 15kV na subestação Vila Nova de Gaia.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	49
Índice de Saúde (0 a 100)	48,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 652	-	-	-	1 580	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 652</b>	-	-	-	<b>1 580</b>	-
Ano 0:	2025					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

Ficha n.º 122 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Mosteirô

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 387	1 387	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 122
Custos Totais	2 191	2 191				

Motivação	Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 15kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	32
Índice de Saúde (0 a 100)	47,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 251	-	-	2 191	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 251</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 191</b>
Ano 0:	2025					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 123 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila do Conde

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	700	700	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 123
Custos Totais	1 106	1 106				

<b>Motivação</b>	Foi identificado com um nível de risco inaceitável os seccionadores e TI de 60kV na subestação Vila do Conde. Os seccionadores encontram-se com uma deficiente operacionalidade.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Remodelação dos seccionadores de 60kV
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	66				
	Índice de Saúde (0 a 100)	31,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 140	-	-	498	608
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 140</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>498</b>	<b>608</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--

**Ficha n.º 124 - Projeto Renovação do Andar AT da SE Custóias**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	550	550
Custos Totais	869	869

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 35	Ficha nº 49	Ficha n.º 124

<b>Motivação</b>	Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 60kV na subestação Custóias, os seccionadores e os isoladores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 60kV na subestação Custóias, os seccionadores e os isoladores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 60kV na subestação Custóias, os seccionadores e os isoladores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	53
Índice de Saúde (0 a 100)	31,3
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	910	-	-	608	261	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>910</b>	-	-	<b>608</b>	<b>261</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2023						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.



**Ficha n.º 125 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Bustos**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Aveiro, Oliveira do Bairro e Vagos.

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído	Ficha nº 31	Ficha nº 48
<b>Custos Primários</b>	1 130	848				
<b>Custos Totais</b>	1 785	1 339				

<b>Motivação</b>	Substituição do barramento, disjuntores e sistema de proteções no andar de 15kV na subestação Bustos, os equipamentos apresentarem um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição do andar de 15kV por QMMT, mantendo os TP's 2x20MVA,
	2 Substituição do andar de 15kV por QMMT e a substituição dos TP's 2x20MVA por 1 TP de 31,5MVA.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 1 mantém a reserva n-1 à zona industrial e a sede de concelho de Vagos.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	8,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 816	446	1 339	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 816</b>	<b>446</b>	<b>1 339</b>	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado.

Ficha n.º 126 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Esgueira

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Aveiro

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 475	1 475
Custos Totais	2 331	2 331

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 36	Ficha nº 50	Ficha n.º 126

<b>Motivação</b>	Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 15kV na subestação Esgueira, os seccionadores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Ampliação do andar MT (Quadro Normacel existente) para a configuração IB+2x(TP+TSA/RN+BC+6LMT)
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	36,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 449	-	-	2 331	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 449</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 331</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento atualizado.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 127 - Projeto Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Porto

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	2 252	1 239		Ficha nº 34	Ficha nº 47	Ficha n.º 127
Custos Totais	3 851	2 118				

<b>Motivação</b>	Foi identificado com um nível de risco inaceitável, os cabos que alimentam à tensão de 60kV a subestação Campo 24 de Agosto desde 1975, os ativos em causa encontram-se com perdas de óleo.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de cabos com isolamento impregnados a óleo por cabos com isolamento seco.
	2 Conceito bloco cabo – transformador, permite a uma subestação equipada com 2 transformadores, seja ligada a 2 injectores diferentes.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 O conceito bloco cabo – transformador, permite a uma subestação equipada com 2 transformadores, seja ligada a 2 injectores diferentes por uma questão de fiabilidade.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	45					
	Índice de Saúde (0 a 100)	40,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
		Rede AT	3 968	1 733	2 118	-	-
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>3 968</b>	<b>1 733</b>	<b>2 118</b>	-	-	
<b>Ano 0:</b>	2021						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2021 devido à necessidade de coordenação das intervenções com as obras de requalificação da CM Porto em zona comum da via pública.

Ficha n.º 128 - Projeto SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Espinho

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	944	519
Custos Totais	1 491	820

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 128

Motivação	Renovação de equipamentos obsoletos de modo a garantir a melhoria da qualidade de serviço técnico.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 15kV. Adequação do sistema da protecção diferencial no barramento de 60kV, painéis de linhas e barramento.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1 Substituição de andar 15kV da SE Espinho, andar MT: IB + 2x(TP+TSA/RN+BC+6LNMT). Adquação do sistema da protecção diferencial no barramento de 60kV, painéis de linhas e barramento.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	56
Índice de Saúde (0 a 100)	28,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 536	671	820	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 536</b>	<b>671</b>	<b>820</b>	-	-	-
Ano 0:	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 129 - Projeto Estudo rede AT/MT SE SJulião e VilaRobim**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Figueira da Foz

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	1 488		819	Não	Ficha nº 61
Custos Totais	2 352	1 293				

<b>Motivação</b>	A SE São Julião apresenta estado generalizado de degradação nos componentes do andar AT, do andar MT e do SPCC, conduzindo à necessidade da remodelação integral da SE. Os dois transformadores da SE Vila Robim, com mais de 50 anos de idade, apresentam sinais de degradação significativa do papel.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação integral dos andares AT e MT e do SPCC da SE S. Julião 2 Desactivação da atual SE São Julião, desmantelamento da LN60 1370 Vila Robim-S.Julião, ampliação da SE Vila Robim (novo andar MT e SPCC em novo edifício) em substituição de São Julião.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 permite a desmontagem de linha AT em fim de vida útil estabelecida em zona urbana. O estabelecimento do novo quadro em novo edifício mitiga o risco de falha integral da SE Vila Robim. A desactivação da SE S.Julião permite a alienação do terreno com benefício do projecto.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	39
Índice de Saúde (0 a 100)	11,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 004	875	1 070	-	-	-
Rede MT	419	183	224	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 423</b>	<b>1 058</b>	<b>1 293</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi identificada alternativa mais interessante face à originalmente preconizada.  
O nome do projeto foi alterado em relação ao PDIRD-E 2018, uma vez que a solução preconizada já não corresponde à renovação da SE São Julião mas sim à sua desativação.

**Ficha n.º 130 - Projeto Remodelação Andar AT da SE Celorico**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Celorico da Beira

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 000	250	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 130
Custos Totais	1 580	395				

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE Celorico apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. Disjuntores obsoletos, sem peças de reserva e com problemas de fugas de óleo/isolamento.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral Andar AT da SE Celorico.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	23				
	Índice de Saúde (0 a 100)	11,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 607	-	-	-	395
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 607</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>395</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Ficha n.º 131 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Alegria

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Coimbra

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 300	1 300	Incluído	Não	Ficha nº 63	Ficha n.º 131
Custos Totais	2 054	2 054				

Motivação	Identificada a necessidade de renovação de andar MT (15kV) da SE Alegria: Substituição disjuntores + Seccionadores + Isoladores + TC. Activos em mau estado e em fim de vida útil (1986). 2 (TSA+ RN)+ 2 (celas clássicas MT) do total de 21 celas MT são de 2013.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição de celas clássicas MT de 15 kV por QMMT (2) (TP+TSA/RN+BC+8LMT ) e interbarras.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	54
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	2 144	-	-	1 335	719	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2 144</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 335</b>	<b>719</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Ficha n.º 132 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Seia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Seia

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	590	590
Custos Totais	932	932

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 62	Ficha n.º 132

Motivação	Identificada a necessidade de substituição de seccionadores AT e de TI's AT. Activos em fim de vida útil e em mau estado.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos elementos obsoletos e em mau estado.
	2 Remodelação integral do andar AT da SE Seia.

Alternativa Seleccionada	1 A alternativa 1 é a alternativa seleccionada dado que é a que apresenta menores custos.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	49
Índice de Saúde (0 a 100)	28,8
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	964	-	-	466	466	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>964</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>466</b>	<b>466</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.



**Ficha n.º 133 - Projeto Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Mação

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Total			Não	Ficha nº 73	Ficha n.º 133
<b>Custos Primários</b>	1 700	1 190				
<b>Custos Totais</b>	2 686	1 880				

<b>Motivação</b>	Os andares AT e MT da SE Maranhão apresentam níveis de risco avaliados como inaceitáveis. A idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil e verifica-se a degradação dos seus elementos.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de equipamentos AT (7 disjuntores, 17 seccionadores, 6 TI's). Substituição SPCC. Novo QMMT.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	48					
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 813	-	-	-	1 880	806
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 813</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 880</b>	<b>806</b>
	<b>Ano 0:</b>	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 134 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE São Vicente**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Portalegre

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	620	620	Incluído	Não	Ficha n.º 72	Ficha n.º 134
Custos Totais	980	980				

<b>Motivação</b>	Condição técnica do andar AT da SE São Vicente: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de equipamentos AT (5 disjuntores, 10 seccionadores, 15 TI's).
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	38				
	Índice de Saúde (0 a 100)	43,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 022	-	-	-	980
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 022</b>	-	-	-	<b>980</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento atualizado.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 135 - Projeto Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Cartaxo

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	700	175
Custos Totais	1 106	277

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha nº 76	Ficha n.º 135

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE Cruz do Campo apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade de alguns equipamentos excede o tempo de vida útil. Observada corrosão de equipamentos, em particular dos seccionadores e os disjuntores são de tecnologia descontinuada e possuem fugas de óleo.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar AT da SE Cruz do Campo. 2 Não se identificaram alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	48
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado					
	ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 125	-	-	277	830
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 125</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>277</b>
<b>Ano 0:</b>		2026				

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 136 - Projeto Renovação do andar AT da SE Entroncamento**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Entroncamento

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	590	590
Custos Totais	932	932

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 55	Ficha nº 70	Ficha n.º 136

<b>Motivação</b>	Condição técnica do andar AT da SE Entroncamento: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de disjuntores excepto painel P507B (novo) e reservas. Substituição dos seccionadores de painel, comando eléctrico seccionadores de selecção de barramento. Reparação das estruturas de betão e substituição de elementos metálicos oxidados.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	46
Índice de Saúde (0 a 100)	22,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	964	-	-	466	466	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>964</b>	-	-	<b>466</b>	<b>466</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2023						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.



**Ficha n.º 137 - Projeto Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Marinha Grande

Investimento (k€)	Total 2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Custos Primários	1 200		1 200	Não	Não
Custos Totais	1 848	1 848				

<b>Motivação</b>	Condição técnica do andar 30 kV da SE AT/MT Marinha Grande: idade avançada dos activos; celas de alvenaria contaminadas por incêndio, assim como respetivas unidades de protecção (bastidores SCCP abertos); degradação dos elementos de 30 kV.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do SPCC e do andar 30kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Em face do actual estado de contaminação dos equipamentos do andar MT e das consequentes ineficácia de manutenção e degradação dos activos, não se consideram alternativas à alternativa 01.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	30				
	Índice de Saúde (0 a 100)	15,6				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 885	-	-	554	1 294
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 885</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>554</b>	<b>1 294</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Ficha n.º 138 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Avis

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	700	175
Custos Totais	1 106	277

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha nº 75	Ficha n.º 138

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE Maranhão apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil e verifica-se a degradação dos seus elementos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar AT da SE Maranhão.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	40
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 125	-	-	277	830
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 125</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>277 830</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 139 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Pombal**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Pombal

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	560	560	Incluído	Não	Ficha nº 71	Ficha n.º 139
Custos Totais	885	885				

<b>Motivação</b>	Condição técnica do andar AT da SE Pombal: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição seccionadores AT e reconfiguração do andar AT segundo o projecto-tipo (disjuntor interbarras AT + TT's nos 2 semibarramentos). Construção de sistemas de retenção de óleo dos TP's e beneficiação da rede de terras e de ferragens diversas. 2 Não se identificaram alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 01.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">40</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">10,0</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,9</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">930</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">664</td> <td style="text-align: center;">221</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>930</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>664</b></td> <td style="text-align: center;"><b>221</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2023</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	40	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	930	-	664	221	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>930</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>664</b>	<b>221</b>	<b>Ano 0:</b>	2023					
Características do ativo																																																			
Idade do Ativo (anos)	40																																																		
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0																																																		
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9																																																		
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																													
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-																																													
	Instalações AT/MT	930	-	664	221	-																																													
	Rede MT	-	-	-	-	-																																													
	<b>TOTAL</b>	<b>930</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>664</b>	<b>221</b>																																													
<b>Ano 0:</b>	2023																																																		

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 140 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Leiria

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	800	800
Custos Totais	1 264	1 264

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 140

<b>Motivação</b>	Remodelação do andar AT devido ao estado de degradação dos seus equipamentos. Substituição de Disjuntores, Seccionadores e TIs.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição de Disjuntores, Seccionadores e TIs.
<b>2</b>	Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Em face do actual estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 1.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	47				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 302	-	569	695	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 302</b>	<b>-</b>	<b>569</b>	<b>695</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 141 - Projeto Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Abrantes e Tomar

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 234	1 234	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 141
Custos Totais	2 110	2 110				

<b>Motivação</b>	Renovar linha AT construída maioritariamente em 1954 e resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores a outras linhas e obstáculos.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos condutores da linha entre a SE Zêzere e o apoio nº 49 e construção de novo traçado linha mista até à SE Olho de Boi.
	2 Construção de uma nova linha ZÊZERE - OLHO BOI por um novo traçado e desmontagem da linha existente.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 01 tem um custo menor e apresenta menor risco de execução.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir	
	<b>Características do ativo</b>	
	Idade do Ativo (anos)	66
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índices de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares	
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais	
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>
<b>Investimento (k€)</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	2 165	-
	-	812
	-	1 298
	-	-
	-	-
	<b>2 165</b>	<b>812</b>
	<b>1 298</b>	-
	-	-
<b>Ano 0:</b>	2022	

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 142 - Projeto Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 785	1 785
Custos Totais	2 820	2 820

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 93	Ficha n.º 142

<b>Motivação</b>	Verificada degradação ligeira nas tubagens de acoplamento e no acoplamento mecânico aos pólos. Detetados derrames de óleo em disjuntores, no TSA e RTN em instalação interior. Derrames do electrólito das baterias CC, sem bacia de retenção.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Vale Escuro.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	40				
	Índice de Saúde (0 a 100)	47,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 906	-	-	-	2 820
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 906</b>	-	-	-	<b>2 820</b>
<b>Ano 0:</b>	2025					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 143 - Projeto Renovação andar 60 e 15 kV da SE Moita**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Moita

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	Total			Incluído		
Custos Primários	2 302	1 266		Ficha nº 70	Ficha nº 90	Ficha n.º 143
Custos Totais	3 552	1 954				

<b>Motivação</b>	QMMT 15kV Efacec-N1300, disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, manutenção com muita frequência; isoladores com fissuras e contornamentos, derrames de óleo em disj. Infraestrutura com danos severos fruto do incidente ocorrido a 18/12/2019. Quadro inutilizado, assim como SPCC, SACA e SACC.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação integral da SE Moita 60/15 kV - 2x31,5 MVA: instalação de QMMT, instalação de SPCC, substituição dos disjuntores AT, substituição e motorização dos seccionadores AT, substituição dos TT's de barramento.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face à condição atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	47				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 841	1 599	966	987	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 841</b>	<b>1 599</b>	<b>966</b>	<b>987</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Fruto do agravamento dos índices de criticidade do ativo, e do incidente ocorrido em 2019 torna-se premente o alargamento do âmbito da intervenção ao andar AT, o que alterou o valor do projeto. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022 resultante de recalendarização.

**Ficha n.º 144 - Projeto Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 000	675
Custos Totais	1 580	1 067

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 94	Ficha n.º 144

<b>Motivação</b>	O andar MT da SE Reboleira apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil e verifica-se uma degradação geral dos equipamentos do QMMT. Disjuntores a vácuo obsoletos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituição do QMMT da SE Reboleira.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	38				
	Índice de Saúde (0 a 100)	51,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 652	-	-	-	1 067 514
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 652</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 067 514</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



Ficha n.º 145 - Projeto Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Amadora

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 255	1 255
Custos Totais	1 914	1 914

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 145

Motivação	Má condição/Desempenho em instalação com equipamentos de 1960.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do SPCC e do andar 10kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1 Não se identificaram outras alternativas válidas face à má condição dos equipamentos.
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	16				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 959	-	-	670	1 244
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 959</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>670</b>	<b>1 244</b>
Ano 0:	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 146 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Portagem**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E Incluído	2016	2018	2020
	Total			Não	Ficha n.º 92	Ficha n.º 146
<b>Custos Primários</b>	700	700				
<b>Custos Totais</b>	1 106	1 106				

<b>Motivação</b>	QMMT 15kV Efacec-N1300, com disjuntores PVO. Disjuntores: escasseiam as peças de reserva com uma estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores com fissuras e contornamentos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Portagem.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">41</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">36,3</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,2</td> </tr> </tbody> </table>		Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	41	Índice de Saúde (0 a 100)	36,3	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2																											
Características do ativo																																					
Idade do Ativo (anos)	41																																				
Índice de Saúde (0 a 100)	36,3																																				
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2																																				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">1 136</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">1 106</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>1 136</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;"><b>1 106</b></td> </tr> </tbody> </table>			Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	1 136	-	-	1 106	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>1 136</b>	-	-	-	<b>1 106</b>
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																															
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-																															
	Instalações AT/MT	1 136	-	-	1 106	-																															
	Rede MT	-	-	-	-	-																															
	<b>TOTAL</b>	<b>1 136</b>	-	-	-	<b>1 106</b>																															
	<b>Ano 0:</b>	2024																																			

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 147 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Seixal**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Seixal

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	700	700
Custos Totais	1 106	1 106

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 91	Ficha n.º 147

<b>Motivação</b>	QMMT 15kV Efacec-N1300, com disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores lascados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Seixal.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	38
Índice de Saúde (0 a 100)	33,9
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado					
	ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 151	-	-	664	442
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 151</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>664</b>	<b>442</b>
<b>Ano 0:</b>		2023				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 148 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Cascais

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	2 300	1 265	Incluído	Não	Ficha n.º 85	Ficha n.º 148
Custos Totais	3 489	1 919				

<b>Motivação</b>	Andar AT em final de vida útil. URTAs e SP obsoletos e problemáticos.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Subst. 6 disj. de painel; subst. DST TP1, TP2 e em 5 painéis de linha; subst. contactos de secc. terra; retirar bobine tampão; beneficiar isoladores de suporte barr. AT; subst. mangas de cabos de electrificação de painel. Substituição do SPCC. 2 Substituição dos ativos referidos na alternativa 1 e, adicionalmente, subst. do painel de seccionamento de barras por disjuntor interbarras 60kV, incluindo protecção diferencial com selectividade entre barramentos. Substituição do SPCC.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A Alternativa 2 preconiza a intervenção sinérgica nas componentes de potência e ASE da SE Alcoitão, reduzindo custos de execução. O disjuntor interbarras e a protecção diferencial selectiva de barramento resultam dos critérios do sub-programa Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">47</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">10,0</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,7</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">3 795</td> <td style="text-align: center;">1 570</td> <td style="text-align: center;">1 297</td> <td style="text-align: center;">622</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>3 795</b></td> <td style="text-align: center;"><b>1 570</b></td> <td style="text-align: center;"><b>1 297</b></td> <td style="text-align: center;"><b>622</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2022</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	47	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	3 795	1 570	1 297	622	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>3 795</b>	<b>1 570</b>	<b>1 297</b>	<b>622</b>	-	<b>Ano 0:</b>	2022					
Características do ativo																																																			
Idade do Ativo (anos)	47																																																		
Índice de Saúde (0 a 100)	10,0																																																		
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7																																																		
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																													
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-																																													
	Instalações AT/MT	3 795	1 570	1 297	622	-																																													
	Rede MT	-	-	-	-	-																																													
	<b>TOTAL</b>	<b>3 795</b>	<b>1 570</b>	<b>1 297</b>	<b>622</b>	-																																													
<b>Ano 0:</b>	2022																																																		

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC. Prevê-se que este projeto venha a terminar em 2022 resultante de recalendarização.



Ficha n.º 149 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Quimiparque

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	545	545
Custos Totais	861	861

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 149

Motivação	Condição técnica do andar AT da SE Quimiparque: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; Disjuntores a óleo em estado avançado de degradação.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1 Face ao estado de degradação dos equipamentos do andar AT, não se consideram alternativas à alternativa 1.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	30,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	879	-	-	258	603
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>879</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>258</b>	<b>603</b>
Ano 0:	2023					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--

**Ficha n.º 150 - Projeto Renovação do andar 60 kV do PC Piedade**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 700	1 700	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 150
Custos Totais	2 686	2 686				

<b>Motivação</b>	Condição técnica do PC Piedade: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; Andar 60kV em estado avançado de degradação.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	43				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 748	-	-	916	1 770
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 748</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>916</b>	<b>1 770</b>
<b>Ano 0:</b>	2023					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 151 - Projeto Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	725	435
Custos Totais	1 182	709

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 68	Ficha nº 86	Ficha n.º 151

<b>Motivação</b>	Barramento 60kV com elevado nível de corrosão na generalidade das estruturas metálicas. Nos disjuntores AT os órgãos de seccionamento estão descontinuados e envelhecidos oferecendo resistência à manobra.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 60kV intervir em 6PNLN+IB+2PNTP: subst secc linha, subst secc barr, subst ligadores barr, retirar secc bypass, colocar secc terra, subst TT's barr, TT's e TI's linha.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (0 a 100)	12,5
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 214	473	709	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 214</b>	<b>473</b>	<b>709</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 152 - Projeto Renovação do andar AT e MT da SE Sobrede-Fase 2**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	498	498	Incluído	Não	Ficha nº 87	Ficha n.º 152
Custos Totais	786	786				

<b>Motivação</b>	Barramentos 30 kV com elevado nível de corrosão na generalidade das estruturas metálicas. Disjuntores 30kV PVO - HPGE 7/9E, em fim de vida útil.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 30kV subst blocos 3PNLN+IB+2PNTP, colocar secc terra e bloco TSA, subst TT's.
	2 Não intervir no barramento 30kV e proceder à conversão de dois clientes para 15kV. O cliente que permanece ligado tem iniciado processo de conversão para ligação em AT, quando concluído desactiva-se o andar 30kV.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A conversão para 15kV da alimentação 30kV está alinhada com o desenvolvimento da MT no concelho de Almada.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	41					
	Índice de Saúde (0 a 100)	22,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	758	-	295	443	-
		Rede MT	49	-	19	29	-
	<b>TOTAL</b>	<b>807</b>	<b>-</b>	<b>314</b>	<b>472</b>	<b>-</b>	
<b>Ano 0:</b>	2022						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 153 - Projeto Renovação do andar MT da SE Laranjeiro**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Almada

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	880	660
Custos Totais	1 390	1 043

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 69	Ficha nº 89	Ficha n.º 153

<b>Motivação</b>	QMMT 15kV Efacec-N1300, disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores com fissuras e contornamentos. Derrames de óleo em disj. na instalação interior; Derrames de electrólito das baterias cc, sem bacia de retenção. Habitações contíguas.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Laranjeiro. 2 Não se identificaram alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	---

**Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir**

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	41
Índice de Saúde (0 a 100)	30,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Calendarização					
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	1 414	348	1 043	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 414</b>	<b>348</b>	<b>1 043</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2021					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 154 - Projeto Renovação do andar MT da SE Terrôa**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Setúbal

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	540	378
Custos Totais	853	597

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha nº 71	Ficha nº 88	Ficha n.º 154

<b>Motivação</b>	QMMT 15kV Efacec-N1300, com disjuntores PVO. Disjuntores: escasseiam as peças de reserva com uma estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Degradação geral das tubagens de acoplamento e acoplamentos mecânicos de comando aos pólos.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Terrôa. 2 Não se identificaram alternativas válidas.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face ao estado de degradação atual dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da alternativa 1.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">41</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">16,3</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,6</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">870</td> <td style="text-align: center;">256</td> <td style="text-align: center;">597</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;"><b>870</b></td> <td style="text-align: center;"><b>256</b></td> <td style="text-align: center;"><b>597</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2021</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	41	Índice de Saúde (0 a 100)	16,3	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	870	256	597	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>870</b>	<b>256</b>	<b>597</b>	-	-	<b>Ano 0:</b>	2021					
Características do ativo																																																			
Idade do Ativo (anos)	41																																																		
Índice de Saúde (0 a 100)	16,3																																																		
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6																																																		
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																													
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-																																													
	Instalações AT/MT	870	256	597	-	-																																													
	Rede MT	-	-	-	-	-																																													
	<b>TOTAL</b>	<b>870</b>	<b>256</b>	<b>597</b>	-	-																																													
<b>Ano 0:</b>	2021																																																		

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 155 - Projeto Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila Franca de Xira

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Custos Primários</b>	1 568	1 568	<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 155
<b>Custos Totais</b>	2 680	2 680				

<b>Motivação</b>	Resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores da linha AT Póvoa-Cimpor a construções e promover a integração paisagística das linhas AT nas imediações da subestação da Póvoa.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Modificação (cabo subt.) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 4. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho. 2 Modificação (linha mista) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 6. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 permite melhor integração da rede no meio urbano, reduzindo a sobreposição da rede aérea com os edifícios existentes.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td>45 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small></td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td>(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td>(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td>2 750</td> <td>-</td> <td>1 032</td> <td>1 648</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>2 750</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>1 032</b></td> <td><b>1 648</b></td> <td><b>-</b></td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Ano 0:</b> 2022</p>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	45 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small>	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	2 750	-	1 032	1 648	-		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>2 750</b>	<b>-</b>	<b>1 032</b>	<b>1 648</b>	<b>-</b>
Características do ativo																																												
Idade do Ativo (anos)	45 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small>																																											
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																											
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																											
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																						
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	2 750	-	1 032	1 648	-																																						
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																																						
	Rede MT	-	-	-	-	-																																						
	<b>TOTAL</b>	<b>2 750</b>	<b>-</b>	<b>1 032</b>	<b>1 648</b>	<b>-</b>																																						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 156 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Castro Marim

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	810	810	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 156
Custos Totais	1 215	1 215				

<b>Motivação</b>	SPCC, as URTAs e SPs estão obsoletos, pelo que existe um risco não desprezável que o desgaste dos equipamentos possa traduzir-se em avarias com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço. Unidades Proteção obsoletas e integradas a fio para a URT.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Novo SPCC e Sistema de MAI. Solução prevê a substituição do QMMT do Barramento 1.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	36				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 248	-	-	-	1 215
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 248</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 215</b>
<b>Ano 0:</b>	2024					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento	
---	--



**Ficha n.º 157 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Terena**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Alandroal

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 887	1 510	Incluído	Não	Ficha n.º 110	Ficha n.º 157
Custos Totais	2 875	2 300				

<b>Motivação</b>	O andar MT e o SPCC da SE Terena apresentam níveis de risco avaliados como inaceitáveis.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar MT, instalação de novo SPCC e de sistema de Monitorização do Arco Interno na SE Terena.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,6				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 030	-	-	-	2 300
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 030</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 300</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Âmbito da intervenção estendido ao SPCC.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

Ficha n.º 158 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Albufeira

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 288	1 288	Incluído	Não	Ficha n.º 108	Ficha n.º 158
Custos Totais	2 035	2 035				

Motivação	Remodelação integral do andar AT, devido ao estado de degradação dos seus equipamentos
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral Andar AT
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir

Tabela 1. Características do ativo a intervir

Características do ativo	
Idade do Ativo (anos)	37
Índice de Saúde (0 a 100)	34,0
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 076	-	-	2 035	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 076</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 035</b>
Ano 0:	2024					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento atualizado no âmbito da remodelação integral da andar 60kV.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.

**Ficha n.º 159 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Sines

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	1 106	277	Incluído	Não	Ficha n.º 109	Ficha n.º 159
Custos Totais	1 747	437				

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE Monte Feio apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral do andar AT da SE Monte Feio.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 777	-	-	-	437 1 311
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 777</b>	-	-	-	<b>437 1 311</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Orçamento atualizado no âmbito da remodelação integral da andar 60kV.  
Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 160 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	500	300	Incluído	Não	Ficha n.º 111	Ficha n.º 160
Custos Totais	790	474				

<b>Motivação</b>	O andar AT da SE Vale de Gaio apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Remodelação integral Andar AT da SE Vale de Gaio.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	40				
	Índice de Saúde (0 a 100)	11,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	822	-	-	-	474
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>822</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>474</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.



**Ficha n.º 161 - Projeto Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
Custos Primários	660	264	Incluído	Ficha n.º 82	Ficha n.º 112	Ficha n.º 161
Custos Totais	1 129	451				

<b>Motivação</b>	Linha originalmente da RNT cedida para exploração AT desde 2003, em fim de vida útil. Troço de 17,5km cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórios a necessitarem de substituição total.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação da actual linha com substituição de acessórios, de isoladores e reabilitação de apoios. 2 Não se identificaram alternativas válidas.
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">64</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">62,0</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">4,0</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: right;">1 167</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: right;">451</td> <td style="text-align: right;">677</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: right;"><b>1 167</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: right;"><b>451</b></td> <td style="text-align: right;"><b>677</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="7" style="text-align: center;">2026</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	64	Índice de Saúde (0 a 100)	62,0	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 167	-	-	-	451	677		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>1 167</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>451</b>	<b>677</b>	<b>Ano 0:</b>	2026						
Características do ativo																																																								
Idade do Ativo (anos)	64																																																							
Índice de Saúde (0 a 100)	62,0																																																							
Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0																																																							
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																																		
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 167	-	-	-	451	677																																																	
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-																																																	
	Rede MT	-	-	-	-	-	-																																																	
	<b>TOTAL</b>	<b>1 167</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>451</b>	<b>677</b>																																																	
<b>Ano 0:</b>	2026																																																							

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Face a outros planos anteriores à versão de julho de 2020 o projeto foi adiado uma vez que aPareceram outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação.  
Dando seguimento à recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, o projeto foi recalendarizado nesta proposta final.

**Ficha n.º 162 - Projeto Renovação LN60kV 1228 Avanca-Bamiso**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito  
**Concelhos:** Estarreja

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	580	580
Custos Totais	992	992

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 162

<b>Motivação</b>	Linhas 60kV Avanca-ECE e Avanca-Bamiso subdimensionadas à corrente de curto-circuito, apresentando uma não conformidade entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (atuação dos sistemas de protecção em backup) e as potências de curto-circuito máximas calculadas.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Estabelecimento de linha aérea dupla entre a SE Avanca e ap56 daLN60 1457, com interligação à SCI Bamiso e SCI ECE, 2 Nova Linhas SE EcoParque-ECE + SE EcoParque-Bamiso. Reforço da linha Vista Alegre-Bamiso.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 01 tem menores custos e simplifica a exploração da rede.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: yellow;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td>46 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small></td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td>(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td>(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índices de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: yellow;"></th> <th style="background-color: yellow;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: yellow;">Até 2020</th> <th style="background-color: yellow;">2021</th> <th style="background-color: yellow;">2022</th> <th style="background-color: yellow;">2023-25</th> <th style="background-color: yellow;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: yellow;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td>1 009</td> <td>-</td> <td>248</td> <td>744</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>1 009</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>248</b></td> <td><b>744</b></td> <td><b>-</b></td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Ano 0:</b> 2022</p>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	46 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small>	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	Investimento (k€)	Rede AT	1 009	-	248	744	-		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>1 009</b>	<b>-</b>	<b>248</b>	<b>744</b>	<b>-</b>
Características do ativo																																												
Idade do Ativo (anos)	46 <small>Nota: Idade do troço mais antigo</small>																																											
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																											
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																											
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																						
Investimento (k€)	Rede AT	1 009	-	248	744	-																																						
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																																						
	Rede MT	-	-	-	-	-																																						
	<b>TOTAL</b>	<b>1 009</b>	<b>-</b>	<b>248</b>	<b>744</b>	<b>-</b>																																						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 163 - Projeto Nova SE Manteigas e LAT Sabugueiro-Dest**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito

**Concelhos:** Manteigas e Seia

Investimento (k€)	Total	2021-2025	PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Custos Primários</b>	2 430	2 430	<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 163
<b>Custos Totais</b>	3 928	3 928				

<b>Motivação</b>	Sub-dimensionamento à corrente de curto-circuito das linhas AT Seia-AH Desterro e Seia-Sabugueiro, apresentando uma não conformidade entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (atuação dos sistemas de protecção em backup) e as potências de curto-circuito máximas calculadas. Transferência da transformação AT/MT para o centro de cargas, na localidade de Manteigas, com melhoria de perdas e qualidade de serviço.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Desmontagem das linhas AT existentes e construção de nova linha 60kV dupla AA325 entre a SE Seia e a Central Desterro e a SE Sabugueiro, com troço subterrâneo à saída da SE Seia. 2 Nova SE 60/15 20MVA na localidade de Manteigas, alimentada em anel na LnAT Belmonte-Seia, desactivação da transformação na SE Sabugueiro e LnAT Desterro. Alimentação das centrais Sabugueiro e Desterro na LnAT Belmonte-Seia através do PCAT Sabugueiro.
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Alternativa 2 é a alternativa mais eficiente economicamente e que melhora o ordenamento do território pela redução de linhas AT.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">46</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índices de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2020</th> <th style="background-color: #ffff00;">2021</th> <th style="background-color: #ffff00;">2022</th> <th style="background-color: #ffff00;">2023-25</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2025</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; vertical-align: middle;"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: right;">1 192</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: right;">95</td> <td style="text-align: right;">319</td> <td style="text-align: right;">744</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: right;">2 685</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: right;">215</td> <td style="text-align: right;">718</td> <td style="text-align: right;">1 675</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: right;">168</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: right;">13</td> <td style="text-align: right;">45</td> <td style="text-align: right;">105</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: right;"><b>4 046</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> <td style="text-align: right;"><b>323</b></td> <td style="text-align: right;"><b>1 081</b></td> <td style="text-align: right;"><b>2 523</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00; vertical-align: middle;"><b>Ano 0:</b></td> <td></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2023</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	46	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 192	-	95	319	744	-		Instalações AT/MT	2 685	-	215	718	1 675	-		Rede MT	168	-	13	45	105	-		<b>TOTAL</b>	<b>4 046</b>	<b>-</b>	<b>323</b>	<b>1 081</b>	<b>2 523</b>	<b>-</b>	<b>Ano 0:</b>		2023					
Características do ativo																																																								
Idade do Ativo (anos)	46																																																							
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																																							
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																																							
	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025																																																		
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	1 192	-	95	319	744	-																																																	
	Instalações AT/MT	2 685	-	215	718	1 675	-																																																	
	Rede MT	168	-	13	45	105	-																																																	
	<b>TOTAL</b>	<b>4 046</b>	<b>-</b>	<b>323</b>	<b>1 081</b>	<b>2 523</b>	<b>-</b>																																																	
<b>Ano 0:</b>		2023																																																						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 164 - Projeto Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo**

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Activos AT e MT em exploração subdimensionados para as Correntes de Curto-Circuito

**Concelhos:** Lisboa

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	1 185	1 185
Custos Totais	2 026	2 026

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 164

<b>Motivação</b>	Troço de linha aérea subdimensionado à potência de curto-circuito trifásico, apresentando uma não conformidade entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (atuação dos sistemas de protecção em backup) e as potências de curto-circuito máximas calculadas.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição da linha aérea existente em condutor AA125 por nova linha aérea com condutores AA325 adequados à corrente curto-circuito.
<b>2</b>	Substituição de linha aérea por linha subterrânea 2x3x1 LXHIOLE 400 adequadã à corrente curto-circuito, em meio urbano.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 Dada a localização em meio urbano foram previstos constrangimentos ao estabelecimento de nova linha aérea na freguesia de Carnide, tendo-se optado pela alternativa subterrânea.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	23				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	2 067	-	608	1 418	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 067</b>	<b>-</b>	<b>608</b>	<b>1 418</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2022					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 165 - Projeto ADMS - Advanced Distribution Management Systems**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Investimento Inovador  
**Subprograma:** Inteligência e Gestão Ativa e Integrada da Rede

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	750	250
<b>Custos Totais</b>	1 095	365

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha nº 25	Ficha nº 165

**Motivação**

Com a implementação do Piloto ADMS (Advanced Distribution Management Systems), pretende-se validar a tecnologia, arquitetura e funcionalidades da futura/evolução da plataforma de gestão e supervisão da rede elétrica. Entre outras, destacam-se:

- Adequabilidade de uma plataforma com âmbito transversal aos níveis de gestão e supervisão da rede elétrica (AT, MT e BT). Esta plataforma deverá ser flexível permitindo a utilização de diferentes stakeholders (ex.: entidade responsável por concessão de rede BT);
- Identificação das vantagens de articulação das soluções BT com a AT/MT;
- Validação do conceito de integração AT/MT/BT versus a sua segmentação;
- Validação da arquitetura de sistemas que permita a integração com diferentes aplicações (AMI, OMS, WFM, SCADA, ...) tendo em conta a escalabilidade e evolução das mesmas;
- Definição de uma arquitetura resiliente, flexível e escalável alinhada com os requisitos de sistemas mission critical;
- Validação de funcionalidades avançadas core: i) FDIR, ii) otimização da exploração da rede, iii) demand response, iv) gestão de microrredes, v) funcionamento em ilha e vi) gestão de pontos de carregamento de VE;
- Validação da usabilidade da ferramenta como ponto único de interação para as atividades de gestão, monitorização e supervisão da rede elétrica;

**Benefícios:**

- Implementação de uma plataforma com elevada disponibilidade – 99,99%
- Melhor segregação de funções para agilidade evolutiva
- Mais opções de sourcing
- Refresh tecnológico e funcional
- Implementação de um Advanced Distribution Management System integrando funções DMS, SCADA, OMS, SEM, AMI.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	ADMS	730	365			
	<b>TOTAL</b>	<b>730</b>	<b>365</b>			

<b>Fundamentação de alterações ao projeto de investimento</b>	Valor de acordo com a última orçamentação do projeto.
---	---

**Ficha n.º 166 - Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Investimento Inovador  
**Subprograma:** Monitorização e sensorização da rede

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	38 008	38 008
<b>Custos Totais</b>	55 491	55 491

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 15	Ficha n.º 24	Ficha n.º 166

**Motivação**

O DTC (Distribution Transformer Controller) na arquitetura concebida pela E-REDES, no âmbito do projeto InovGrid, desempenha a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com os equipamentos de contagem inteligentes - EDP Box (EB). É ainda um componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados.

Dando continuidade à aposta no desenvolvimento das redes inteligentes, no plano de investimento 2021-2025 pretende-se instalar cerca de 35.400 DTC em Postos de Transformação com o duplo objetivo de dar cobertura de comunicações aos contadores inteligentes (EB) PLC que se prevê instalar durante este período e de melhorar a capacidade de monitorização e controlo das redes MT e BT. Os benefícios esperados pela instalação dos DTC são:

- Suporte à comunicação com EB PLC (Power Line Carrier) através da própria rede elétrica, sem necessidade de recurso a outros canais de telecomunicações;
- Maior nível de sensorização ao nível de PT (e.g. sensores de temperatura, humidade, inundação, intrusão, falha de circuitos, incêndio, estado dos equipamentos de bombagem), permitindo a melhoria da gestão de ativos e a redução de custos de O&M (e.g. redução de avarias nos transformadores e de furtos em PT);
- Maior capacidade de supervisão e controlo da rede em tempo real, com reflexo na qualidade de serviço, nomeadamente na redução dos tempos de interrupção, na confirmação da reposição de serviço após interrupção e na deteção de eventuais faltas de fase;
- Aumento da capacidade de gestão da rede em regime fortemente perturbado (e.g. temporais);
- Aumento da capacidade de planeamento e gestão das redes BT devido ao conhecimento detalhado dos perfis de tensão na rede BT e das correntes por fase, permitindo:
  - a redução das perdas por otimização dos perfis de tensão nas redes BT e por equilíbrio da distribuição de cargas entre fases;
  - uma melhor gestão da rede, com reflexo positivo no investimento e manutenção da rede;
  - maior capacidade de lidar com cenários de crescimento rápido de recursos distribuídos como microprodução e veículos elétricos, dado que passa a ser possível identificar com grande granularidade o seu impacto sobre correntes e tensões em cada rede BT;
- Plataforma para o desenvolvimento futuro de soluções de gestão ativa de recursos distribuídos, com potencial para incorporação de algoritmos de controlo local que facilitem a integração de microprodução e veículos elétricos de forma mais eficiente.

A E-REDES tem em estudo a adoção de uma tecnologia alternativa à instalação de DTCs, com recurso a Gateway PLC Prime. Essa solução, caso se valide a sua instalação, será implementada no final do período do PDIRD (2023-24).

Os valores de investimento previstos para 2025 dizem respeito à substituição de equipamentos que entretanto atingirão o fim da sua vida útil.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>						
	Instalação de DTC		10 796	16 417	28 278	
	<b>TOTAL</b>		<b>10 796</b>	<b>16 417</b>	<b>28 278</b>	

<b>Fundamentação de alterações ao projeto de investimento</b>	<p>Valor de acordo com a última orçamentação do projeto. O investimento neste projeto foi reforçado, de forma a terminar o roll-out em 2024 alinhando com o final da campanha das EBs (contadores inteligentes).</p>
---	--

# **ANEXO D – CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS A REALIZAR NO PERÍODO DO PLANO**

Página em branco

**Ficha n.º 1 (INE) - Subprograma Analytics 4 Distribution**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Analytics 4 Distribution

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 400	2 400
<b>Custos Totais</b>	3 601	3 601

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 114	Ficha n.º 1 (INE)

**Motivação**

A E-REDES tem como objetivos o desenvolvimento de ferramentas e competências na área de analítica, inteligência artificial e machine learning; implementação de novas formas de reporte e KPIs operacionais e qualidade de informação; e uma solução de reporting baseada em dashboards e biblioteca de KPIs, numa lógica de *self-service*.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:

- analítica de dados comerciais de suporte a ação proativa de disponibilizar informação valiosa para o Cliente;
- desenvolvimento de tecnologia para validação e previsão de dados para planeamento de redes baseado em métodos probabilísticos;
- otimização contínua do ciclo de vida e respetivo custo dos ativos AM/MT baseada em informação sobre a sua condição, risco e performance;
- avaliação sistemática das necessidades a longo prazo de Capex e Opex para diferentes níveis de risco e performance;
- modelos preditivos de suporte a uma gestão otimizada da vegetação e respetivas faixas de proteção e de gestão de combustível;
- desenvolvimento de modelos de previsão para uma exploração otimizada da rede a partir de previsão de condições operacionais;
- sistema de análise avançada de incidentes na rede através da monitorização e automação, para uma gestão integrada da rede AT/MT/BT;
- modelos preditivos e analítica avançada para deteção de fraudes.

Um dos exemplos de aplicação é a criação de modelos para análise e previsão da condição dos ativos críticos - transformadores AT/MT, Linhas AT, Disjuntores AT - no que concerne a tempos de vida, índice e saúde, índices de risco, probabilidades de falha e na produção de *insights* para uma gestão otimizada dos ativos nas vertentes de investimento, manutenção e antecipação de falha nas operações.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020				2021				2022				2023-25				Após 2025			
Rede AT	-				156				181				881				-			
Rede MT	-				304				355				1 723				-			
Rede BT	-				440				514				2 495				-			
<b>TOTAL</b>	-				<b>900</b>				<b>1 050</b>				<b>5 100</b>				-			

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Big Data & Analytics do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.



**Ficha n.º 2 (INE) - Subprograma Aquisições Diretas**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Aquisições Diretas

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 087	1 087
<b>Custos Totais</b>	1 087	1 087

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 113	Ficha n.º 2 (INE)

**Motivação**

Para além do investimento no desenvolvimento e implementação de projetos de sistemas que suportam a atividade associada às funções core, é ainda realizado investimento na aquisição direta de equipamento informático diverso (PC's, tablets, etc).

A renovação do parque informático é efetuada com base em critérios de substituição que têm em consideração requisitos técnicos mínimos (memória, velocidade processamento, etc) cujos critérios são anualmente revistos de acordo com a evolução tecnológica e com as necessidades.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	104	83	181	-
Rede MT	-	203	163	353	-
Rede BT	-	294	236	511	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>602</b>	<b>483</b>	<b>1 044</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 3 (INE) - Subprograma Assets**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Assets  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	5 393	5 393
Custos Totais	8 090	8 090

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Fichas n.º 118 e 119	Ficha n.º 3 (INE)

**Motivação**

O subprograma de *Assets* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão dos ativos da rede de distribuição, desde o levantamento da necessidade até ao abate, incluindo a gestão de imobilizado (informação técnico/contabilística), e terá como principais eixos de atuação os seguintes:

- Otimização contínua do ciclo de vida útil dos ativos AT e MT, com base em informação sobre a sua condição, risco e desempenho, através da reformulação das metodologias de análise do custo do ciclo de vida dos ativos e com base em ferramentas de *Analytics*, assegurando o suporte tecnológico associado à obtenção da Certificação ISO 55.000.
- Avaliação sistemática das necessidades de longo prazo de investimento e manutenção para diferentes níveis de risco e desempenho, através do desenvolvimento de modelos que avaliem a condição e risco dos ativos críticos, prevenindo a evolução temporal da sua condição e risco de falha, e de modelos de avaliação do risco de falha dos ativos e do sistema em regime perturbado.
- Gestão otimizada de faixas de proteção / combustível de linhas aéreas, apoiada em modelos preditivos de avaliação do risco, através de sistema aplicacional contendo modelo de crescimento da vegetação, apoiando a calendarização de intervenções.
- Critérios e metodologias de gestão de ativos BT alinhados com as melhores práticas, através do desenvolvimento de ferramentas de analítica suportada pelos dados recolhidos pelas *smartgrids* (EB e DTC), facilitando a identificação de necessidades de intervenção de manutenção/beneficiação de redes BT, e redefinindo os modelos de desenvolvimentos das redes que permita alargar a certificação ISO 55.000 à rede BT.

Será por via deste Subprograma de *Assets* que se assegurará a continuidade, otimização e inovação nas operações de manutenção, gestão da condição e performance dos ativos, em linha com os níveis e patamares alvo de excelência na qualidade de serviço prestada.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020				Após 2025	
	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	
Rede AT	-	596	490	1 651	-	-
Rede MT	-	1 166	958	3 229	-	-
Rede BT	-	1 688	1 387	4 675	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 450</b>	<b>2 835</b>	<b>9 555</b>	-	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde aos subprogramas Gestão de Rede e Gestão de Ativos do PDIRD-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 4 (INE) - Subprograma Data Hub**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Data Hub  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 845	2 845
<b>Custos Totais</b>	4 267	4 267

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 114	Ficha n.º 4 (INE)

**Motivação**

Com o crescimento exponencial do volume de dados torna-se imperativo garantir a segurança dos dados, criar soluções de integração de informação de uma forma estruturada e normalizada, garantir uma Gestão de Dados ajustada à realidade da empresa e o cumprimento de imposições regulamentares, assegurando a proteção de dados em linha com RGPD e regulamento ICS/ICV.

Este subprograma constitui o instrumento de gestão da arquitetura de informação (Modelo de Dados Unificado) e dos controlos para a coerência, consistência e a qualidade dos dados, sendo o veículo de definição e implementação da estratégia, políticas e procedimentos de gestão e governo de dados.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:

- recolha e processamento de dados, internos e externos, relevantes para a atividade do ORD;
- fornecimento de informação pública para a promoção da eficiência energética através de plataformas de open data;
- facilitação de serviços de rede através de plataformas de dados dedicadas;
- plataforma de partilha de dados bidirecional com o ORT para a gestão global do sistema;
- consolidação de informação core através de armazenamento, processamento e qualidade de dados.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	528	356	560	-
Rede MT	-	1 031	697	1 095	-
Rede BT	-	1 493	1 009	1 585	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 053</b>	<b>2 063</b>	<b>3 240</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Big Data & Analytics do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 5 (INE) - Subprograma Digital Efficiency**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Digital Efficiency  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 141	1 141
<b>Custos Totais</b>	1 712	1 712

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 115	Ficha n.º 5 (INE)

**Motivação**

O subprograma *Digital Efficiency* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte aos processos corporativos e transversais com foco na eficiência empresarial.

No âmbito da digitalização e automação de fluxos de trabalho uma das áreas de intervenção será na otimização de processos com RPA (*robotic process automation*) e ferramentas de process mining para monitorizar processos críticos (identificar comportamentos, tendências e padrões).

Enquadrado neste subprograma está ainda prevista a implementação de um conjunto de iniciativas de incorporação de ferramentas digitais nos sistemas, nomeadamente: *agile management*, *design thinking*, ferramentas colaborativas e de produtividade, comunidades virtuais.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Calendarização do Investimento a Custos Totais				
	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Rede AT	-	162	130	288	-
Rede MT	-	317	253	563	-
Rede BT	-	459	367	815	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>938</b>	<b>750</b>	<b>1 665</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Corporativos & Transversais do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.



**Ficha n.º 6 (INE) - Subprograma Digital Platforms**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Digital Platforms

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	2 758	2 758
<b>Custos Totais</b>	4 137	4 137

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 121	Ficha n.º 6 (INE)

**Motivação**

Este subprograma pretende ser o veículo de implementação de produtos digitais ágeis via mVPs (*minimum viable products*), aplicações *low-code*, APIs e outras, em várias temáticas e com forte impacto na estratégia digital da organização e com potencial para a sua transformação.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:

- plataforma de gestão de multi-serviços interativos para reforço da cooperação com os municípios no tema smart cities;
- desenvolvimento de API para disponibilização de *webservices* aos *stakeholders*, fornecendo informação valiosa de forma proativa;
- modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações com vista à digitalização da troca de informação no terreno;
- ferramentas de assistentes virtuais para otimização de operações de gestão de vegetação.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	233	233	933	-
Rede MT	-	456	456	1 825	-
Rede BT	-	661	661	2 642	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>1 350</b>	<b>1 350</b>	<b>5 400</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Iniciativas Digitais do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

Ficha n.º 7 (INE) - Subprograma Field Services

Tipo de investimento: Não Específico  
 Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
 Subprograma: Field Services

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	4 678	4 678
Custos Totais	7 017	7 017

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Ficha n.º 117	Ficha n.º 7 (INE)

Motivação

O subprograma de *Field Services* compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à gestão das operações no terreno (*field workforce management*) tendo em vista maximizar a sua eficiência através da digitalização e automação de fluxos de trabalho tendo como principais eixos de atuação:

- Modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações, através da incorporação numa única aplicação de diferentes fontes de informação, com vista à otimização de agendamentos com clientes e rotas de execução de Ordens de Trabalho.
- Agilização da execução de operações por via da robotização e desmaterialização, através de: acesso, recolha e atualização de informação no terreno automatizada, georreferenciada, com imagens e integrada diretamente nos sistemas centrais, eliminando a documentação física no terreno; suporte do backoffice através de novas ferramentas de interação e assistência virtual em tempo real; orçamentação de forma automática pedidos de ligação à rede; utilização de ambientes simulados para efeitos de formação e certificação de trabalhadores de operações de terreno complexas.
- Monitorização em tempo real de execução das operações através de: monitorização automática do desempenho das equipas; monitorização das equipas no terreno em tempo real (via utilização de câmaras, sensores de queda) para assegurar o cumprimento de regras de segurança; controlo de acesso às instalações técnicas; rastreabilidade de materiais e equipamentos.

No terreno, os equipamentos móveis como smartphones e tablets oferecem elevada funcionalidade, portabilidade e performance (captura de dados, integração com o sistema) a um custo cada vez mais reduzido, tendo passado a ser a forma standard de manter o fluxo da informação. A combinação destas capacidades com um desenvolvimento aplicacional inovador e uma arquitetura de software e infraestrutura modernas constituem oportunidades de melhorar a utilização de recursos, a colaboração, a segurança e os níveis de satisfação do trabalho.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	368	337	1 670
Rede MT	-	720	659	3 264	-
Rede BT	-	1 042	954	4 726	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 130</b>	<b>1 950</b>	<b>9 660</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Gestão da Mobilidade do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 8 (INE) - Subprograma Markets**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Markets  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	8 412	8 412
<b>Custos Totais</b>	12 618	12 618

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Fichas n.º 116 e 120	Ficha n.º 8 (INE)

**Motivação**

O subprograma *Markets* compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão do ciclo comercial do ORD e de gestão dos dados de energia, desde o processamento de dados de energia até à faturação, cobrança e gestão da dívida. O objetivo é gerir a relação com os agentes do setor elétrico, prestando-lhes apoio nas vertentes técnica e comercial do negócio elétrico, reforçando o papel de facilitador de mercado.

Ao nível da atividade de gestão de energia pretende-se continuar a desenvolver um centro de competências para a análise, certificação e disponibilização aos agentes de mercado de grandes volumes de dados de energia, ao longo de toda a cadeia *Meter-to-Cash*.

Principais linhas de desenvolvimento:

- introdução de regras adicionais de validação;
- fornecimento de dados de leituras e consumos;
- integração de dados das EB (*energy boxes*) nas leituras.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais				
	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
Rede AT	-	928	625	2 717	-
Rede MT	-	1 815	1 221	5 312	-
Rede BT	-	2 627	1 769	7 691	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>5 370</b>	<b>3 615</b>	<b>15 720</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde aos subprogramas Gestão Comercial e Gestão de Energia do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 9 (INE) - Subprograma Network Operations**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Network Operations

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	8 223	8 223
<b>Custos Totais</b>	12 334	12 334

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 118	Ficha n.º 9 (INE)

**Motivação**

O subprograma *Network Operations* compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de planeamento da rede e à atividade de condução da rede.

No âmbito do planeamento da rede pretendemos continuar a aprofundar o planeamento com base em métodos probabilísticos, incorporar mecanismos de flexibilidade, automatizar o processo de viabilidade de ligações de produção e consumo, e evoluir para a identificação automática de redes problemáticas e oportunidades de melhoria (e.g. sistema de georeferenciação de avarias, realização sistemática de balanços de energia nas redes).

No domínio da condução da rede temos como principais vetores de atuação os seguintes:

- Desenvolvimento de modelos de previsão para exploração otimizada da rede, através: de utilização de previsões de consumo, produção distribuída e outras fontes de dados relevantes (ex.: condições meteorológicas); de mecanismos de controlo distribuído de regulação de tensão e QEE; de mecanismos de otimização do fluxo de potência reativa e de *Self-Healing* na rede MT.
- Incorporação de mecanismos de gestão de procura e produção como fontes de flexibilidade para gestão da rede, através da: gestão integrada de recursos distribuídos, do controlo em tempo real da nova produção distribuída em AT, MT e BT; do controlo em tempo real da nova potência de carregamento de veículos elétricos na rede pública; do controlo de potência de carga (gestão da procura); algoritmos de contratualização em mercado das flexibilidades para gestão da rede.
- Monitorização e automatização para gestão ativa e integrada das redes AT, MT e BT, através: sistema integrado de gestão da rede AT/MT/BT com capacidades de DMS, OMS e WFM (ADMS); sistema DERMS (*Distributed Energy Resources Management System*) permitindo em tempo real a interação com recursos distribuídos; análise avançada e automática de incidentes na rede; sistema de treino de operadores em ambiente *Smart-Grid*.
- Plataforma de partilha bidireccional de informação com o TSO: partilha de dados agregados de previsão, e em tempo real, de geração e carga; partilha bidireccional de dados sobre indisponibilidades de ativos; comunicação em tempo real sobre necessidades da rede de transporte em emergência; treino conjunto de operadores; monitorização da estabilidade dinâmica e transitória da rede.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020				2021		2022		2023-25		Após 2025	
	Rede AT	-	-	-	-	881	1 076	2 217	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	1 723	2 103	4 334	-	-	-	-	
Rede BT	-	-	-	-	2 495	3 046	6 275	-	-	-	-	
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	<b>5 100</b>	<b>6 225</b>	<b>12 825</b>	-	-	-	-	

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Gestão da Rede do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.



**Ficha n.º 10 (INE) - Subprograma Plataformas, Segurança e Risco**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Plataformas, Segurança e Risco

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	1 175	1 175
<b>Custos Totais</b>	1 762	1 762

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 123	Ficha n.º 10 (INE)

**Motivação**

O subprograma Plataformas, Segurança e Risco compreende fundamentalmente o desenvolvimento das plataformas tecnológicas no âmbito do processo de convergência das atividades IT/OT e dos sistemas necessários ao cumprimento dos regulamentos sobre cibersegurança.

Neste contexto pretende-se promover tecnologias, plataformas, aplicações e infraestruturas que assegurem a agilidade, a performance, eficiência e segurança do ecossistema IT/OT.

Por seu lado, com as crescentes preocupações de prevenção e segurança contra ciberataques, o tema da cibersegurança constitui cada vez mais uma fonte de iniciativas de adaptação dos sistemas de informação, assente nos seguintes princípios:

- *Security and privacy by design* em todas as novas soluções e tecnologias, através de: adoção dos critérios definidos e divulgados pela Organização para o envolvimento da Equipa de Cibersegurança (ECS) nos projetos e iniciativas, garantindo sistematização na análise de risco e na incorporação de segurança nas soluções e tecnologias; arquiteturas de referência, projetos tipo, sistemas de qualificação e concursos suportados nos requisitos de Cibersegurança;
- Detecção e resposta a incidentes, ameaças e vulnerabilidades de Cibersegurança, através de: gestão de ameaças e incidentes com base em threat intelligence e *information sharing* com parceiros nacionais e internacionais; plataforma de monitorização transversal direcionada a tecnologias operacionais com recurso a *machine learning/ artificial intelligence* (AI) e analítica avançada para apoio / automatização das capacidades de previsão, deteção, decisão e reação.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020					2021					2022					2023-25					Após 2025				
	Rede AT	-	-	-	-	-	-	104	-	-	-	104	-	-	-	-	389	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-	203	-	-	-	203	-	-	-	-	760	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede BT	-	-	-	-	-	-	294	-	-	-	294	-	-	-	-	1 101	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-	-	<b>600</b>	-	-	-	<b>600</b>	-	-	-	-	<b>2 250</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Segurança e Risco do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 11 (INE) - Subprograma Selfcare & Channels**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Selfcare & Channels

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 409	3 409
<b>Custos Totais</b>	5 114	5 114

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 121	Ficha n.º 11 (INE)

**Motivação**

A Distribuição de Energia revela uma ambição significativa de transformação que deverá ser suportada por tecnologias, métodos e arquitetura de base digital. O processo de aceleração digital em que a empresa se insere, facilitador da *Utility Digital*, assenta numa visão em que os nossos sistemas são evoluídos (numa ótica de agile) enquanto produtos, escaláveis, seguros, flexíveis e adequados a um processo de inovação contínua.

Pretendemos implementar uma visão da relação com os nossos Clientes através da oferta de serviços de eficiência energética, contribuir para proporcionar novas tarifas numa lógica de self-service em serviços web, disponibilizar informação ao cliente, em tempo real, sobre o estado da sua ordem de serviço e aprofundar o conhecimento dos clientes por via da análise comportamental e do seu feedback, igualmente em tempo real.

Em suma, o subprograma de *Selfcare & Channels* tem como foco a forma como o ORD interage com os seus stakeholders, assegurando uma experiência mais digital e imersiva, quer através da disponibilização de apps, quer através de áreas reservada no site corporativo.

Apresentamos de seguida alguns exemplos de serviços e novas funcionalidade que estão em fase de planeamento:

- Autarquias – (e.g. aprovação dos pedidos no Portal das Autarquias); plataformas de gestão de redes de Iluminação Pública multisserviços
- Clientes residenciais/Cidadãos - criação de canais de messaging para uma interação mais conveniente e digital; disponibilização da sequência de eventos (cronológica), interações e operações efetuadas; consulta e acesso de diagramas de carga; disponibilização remota de informação associada à EB em diferentes time-frames; alargar a disponibilização de informação proativa (e.g. SMS, APP) sobre eventos (e.g. “Sabemos que está sem energia”, Interrupções Programadas) e relação contratual (adequabilidade da potência contratada); Gamificação de serviços para maior adesão a iniciativas do ORD.
- Clientes empresariais - disponibilização de informação de QST adaptada às necessidades (e.g. informação sobre continuidade e qualidade onda)
- Comercializadores – Partilha de toda a informação relevante para a gestão da relação com o consumidor.
- Novos *stakeholders* - alargamento da oferta de serviços digitais (e.g. ESE, operadores de PCVE, condomínios, institucionais, entidades públicas, agregadores, instituições sociais)

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020					2021					2022					2023-25					Após 2025									
	Rede AT	-	-	-	-	-	-	397	-	-	-	-	333	-	-	-	-	1 001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-	775	-	-	-	-	651	-	-	-	-	1 956	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede BT	-	-	-	-	-	-	1 123	-	-	-	-	943	-	-	-	-	2 833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-	-	<b>2 295</b>	-	-	-	-	<b>1 928</b>	-	-	-	-	<b>5 790</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Iniciativas Digitais do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 12 (INE)- Subprograma Smartgrids**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Smartgrids  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	3 698	3 698
<b>Custos Totais</b>	5 547	5 547

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 120	Ficha n.º 12 (INE)

**Motivação**

O subprograma Smartgrids tem como âmbito principal a gestão e operação da infraestrutura AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) de recolha de dados de energia e sistemas conexos.

Os projetos de TI de suporte à implementação do desenvolvimento e deployment das smartgrids têm como principais objetivos maximizar os benefícios para efeitos de: planeamento, gestão e supervisão da infraestrutura de redes inteligentes; gestão de operações remotas (comerciais e técnicas); e tratamento e certificação de dados de medida para faturação, deteção de fraude, simulações e previsão de consumos.

A evolução aplicacional associada às *smartgrids* prevê efetuar a adequação das atuais soluções em produção e futuras de modo a garantir a sua resiliência, flexibilidade, escalabilidade e maior eficiência e disponibilidade (ex.: MegaDTC, SmartIP, ...). Adicionalmente, garantir agilidade para suporte a projetos pilotos de âmbito nacional, europeu e/ou internacional"

Ainda neste contexto, está em curso a implementação de um conjunto de iniciativas com o objetivo de dar cumprimento às alterações introduzidas pelo Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	386	480	1 011	-
Rede MT	-	755	938	1 977	-
Rede BT	-	1 094	1 358	2 862	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 235</b>	<b>2 775</b>	<b>5 850</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este subprograma corresponde ao subprograma Gestão de Energia do PDRID-E 2018, tendo-se mudado o nome em alinhamento com objetivos do mesmo.

**Ficha n.º 13 (INE) - Projeto ADMS**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Network Operations

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	894	894
<b>Custos Totais</b>	1 341	1 341

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 13 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>Considerando a premência da redução das emissões de CO2 a nível global e a dependência externa de combustíveis fósseis, Portugal é um dos países que se coloca na linha da frente do combate às alterações climáticas, apresentando uma evolução acelerada com impacto determinante na rede de Distribuição, conforme expresso na estratégia do PNEC 2030 e roteiro de neutralidade carbónica 2050 (RNC2050).</p> <p>De forma a garantir a segurança do abastecimento, a rede elétrica de distribuição terá que dar resposta a estes novos desafios, nomeadamente o aumento da produção renovável distribuída, de perfil intermitente, e o incremento do consumo de novas cargas de comportamento menos preditivo, como a mobilidade elétrica.</p> <p>A digitalização e a evolução tecnológica serão elementos essenciais para que o ORD consiga explorar a rede de uma forma mais ativa e inteligente, podendo manter a segurança de abastecimento mesmo nos cenários mais gravosos através da alteração da produção distribuída, utilização das reservas de energia nos sistemas de armazenamento da rede, a deslocação das cargas para períodos mais favoráveis ou a gestão das cargas menos prioritárias da rede através de incentivos ou por imposição.</p> <p>Uma das ferramentas que se apresenta como essencial para responder aos desafios atuais e futuros do ORD é o sistema ADMS (<i>Advanced Distribution Management System</i>), que consiste numa plataforma de software que dá suporte transversal a toda a atividade desenvolvida pelo operador de rede de distribuição, oferecendo funções avançadas de monitorização, análise, controle, otimização, planeamento e treino, que permitem uma maior eficiência, confiabilidade e segurança na exploração das infraestruturas elétricas de distribuição. Esta plataforma inclui funções que automatizam o restabelecimento de energia após um incidente e que otimizam a performance da rede de distribuição.</p> <p>Este projeto tem uma componente de investimento específico e uma componente de investimento não específico, sendo que a componente do investimento não específico está relacionada com integrações com sistemas satélite IT.</p>
<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>Um ADMS, sendo um suite aplicacional, contempla de forma modular todas as funcionalidades necessárias à gestão da rede elétrica, permitindo na mesma aplicação agregar um sistema SCADA, um sistema de gestão de ocorrências (OMS), um sistema de gestão de equipas de trabalho (WFM). A utilização de um sistema único permite a captura de sinergias entre estas funções reduzindo a sua dependência de interfaces personalizadas. O ADMS dá também resposta à crescente proliferação de equipamentos de medição inteligente (EMI) e geração na baixa tensão, permitindo o controle destes aparelhos através da sua interface e uma gestão integrada da rede elétrica nos seus vários níveis de tensão.</p>
<b>Descrição dos Benefícios</b>	<p>A implementação de um ADMS representa os seguintes benefícios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contribuição para a redução da pegada ambiental;</li> <li>- Redução de impactos de incidentes e melhoria da qualidade de serviço;</li> <li>- Maior rapidez na redução de tensão em caso de emergência;</li> <li>- Integração com geração distribuída e micro redes;</li> <li>- Possibilidade de integração de modelos de previsão;</li> <li>- Redução de custos de infraestrutura tecnológica;</li> <li>- Incremento de eficiência a nível organizacional;</li> <li>- Redução de custos de penalizações por melhoria de indicadores de qualidade de serviço.</li> </ul>

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	-	-	130	324
Rede MT	-	-	253	634	-
Rede BT	-	-	367	917	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>750</b>	<b>1 875</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 14 (INE) - Projeto B/OSS**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	383	383
<b>Custos Totais</b>	575	575

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 14 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>A transição energética e a inerente transformação do sistema elétrico e das redes de distribuição de energia elétrica tem na digitalização um dos seus pilares fundamentais, envolvendo o recurso a plataformas de computação, novos algoritmos, redes e serviço de conectividade, uma elevada heterogeneidade de dispositivos inteligentes, de sensorização e de atuação, que no seu conjunto constituem uma plataforma digital de suporte às funções avançadas da rede elétrica inteligente.</p> <p>Pela sua dimensão, especialidade tecnológica e heterogeneidade, a plataforma digital requer a execução de práticas de gestão operacional, em escala, adequadas à permanente garantia da sua performance, integridade e segurança (e.g., análise e correlação de logs de performance em tempo real, auditoria de configurações, difusão e instalação de firmware, automação de diagnósticos, análise preditiva de falhas, gestão de capacidade, e outras).</p> <p>Assim, as operações e controlos que são permanentemente executados na plataforma digital requerem ferramentas e processos especializados, que pela sua função de suporte, são designados nos standards e frameworks como Operational Support Systems (OSS).</p> <p>Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital, a E-REDES tem em curso o desenvolvimento das suas atuais capacidades OSS, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evolução da monitorização de serviços aplicativos críticos em Cloud;</li> <li>• Correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema;</li> <li>• Automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica.</li> </ul> <p>Este projeto tem uma componente de investimento específico e uma componente de investimento não específico, sendo que a componente de investimento não específico está relacionada com a dinamização da gestão integrada do portefólio de projetos e gestão de serviços OT.</p> <p>Nota: Este projeto representa um investimento recorrente que acompanha a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços.</p>
------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>A E-REDES preconiza a adoção de <i>standards</i>, boas práticas e <i>frameworks</i> de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados à realidade tecnológica apresentada na secção anterior, tomando assim como referência os princípios e as linhas de atuação emanados pelo TMForum, ITIL e ISO, capitalizando nas sinergias inerentes à sua adoção generalizada e à oferta competitiva de ferramentas compatíveis.</p>
---------------------------------	---

<b>Descrição dos Benefícios</b>	<p>Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		<b>Até 2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023-25</b>	<b>Após 2025</b>	
	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	52	143	-
		Rede MT	-	-	101	279	-
		Rede BT	-	-	147	404	-
	<b>TOTAL</b>	-	-	<b>300</b>	<b>825</b>	-	
	<p>Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).</p>						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Ficha n.º 15 (INE) - Projeto ClearSky

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Assets; Data Hub; Network Operations

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2021-2025		PDIRD-E	2016	2018	2020
	<b>Custos Primários</b>	2 860	2 196	<b>Incluído</b>	Não	Fichas n.º125/126/133
<b>Custos Totais</b>	4 290	3 294				

**Motivação**

A orientação para a *Cloud* – Projeto *ClearSky* - é a fundação base e o motor de inovação para o programa de transformação digital que a E-REDES está a empreender. Os recursos disponibilizados pela *Cloud* potenciam a padronização e automação do ambiente de TI, a utilização de API abertas, a utilização facilitada de plataformas digitais seguras e de interfaces humanas digitais (realidade aumentada e voz), a análise de dados, a implementação de soluções baseadas em inteligência artificial e *machine learning*. A estratégia digital da E-REDES confere um papel importante, mas não exclusivo, à *Cloud* pública e ao investimento na reengenharia e transformação de aplicações para capturar os benefícios plenos da utilização da *Cloud*. O plano de migração das aplicações para a *Cloud* atenderá à estratégia de agrupamento e categorização em clusters de aplicações, ao enquadramento do tipo de migração com as atividades do negócio do ORD e ao custo/benefício por aplicação. A priorização do processo será efetuada mediante as funcionalidades, o risco para o negócio, a segurança e a implementação técnica associadas a cada *cluster*. Imposições tecnológicas dos principais fornecedores das aplicações aliadas a um processo de reflexão estratégica determinaram a opção pela migração para a *Cloud* da generalidade dos sistemas informáticos de suporte às atividades de *Assets*, *Data Hub* e *Network Operations*.

**Alternativa Seleccionada**

A migração de aplicações poderá ter uma abordagem diferenciada consoante a sua complexidade e antiguidade tecnológica, a sua criticidade para o negócio podendo ir de uma simples migração (*lift-and-shift*), ou de pequenas mudanças para otimizar a utilização de recursos (e.g. bases de dados – *replatform*), até uma reconstrução profunda da arquitetura (*refactoring*) ou até um descomissionamento e substituição total da aplicação (*retire*).

**Descrição dos Benefícios**

Os benefícios associados à *Cloud Computing* são:

- (1) maior agilidade (*time to deployment*, escalabilidade e fiabilidade)
- (2) redução de custos (aquisição, manutenção, licenças, atualização de servidores e espaço de armazenamento)
- (3) maior qualidade de serviço (disponibilidade, time response, performance, *self-healing*)
- (4) maior segurança (integridade, confidencialidade)
- (5) potencia inovação (serviços sofisticados para *bigdata* e *machine learning*)

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Rede AT	337	583	272	259
Rede MT	659	1 140	532	507	-
Rede BT	954	1 651	771	734	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 950</b>	<b>3 375</b>	<b>1 575</b>	<b>1 500</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O valor do projeto foi revisto em baixa, de 10.575 k€ a custos totais para 8.400 k€, devido à componente associada ao ex-subprograma de gestão de energia ter sido cancelado e o de gestão de rede ter sido revisto.

**Ficha n.º 16 (INE) - Projeto DataCenter Automation & DR**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
Custos Primários	358	358
Custos Totais	536	536

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 16 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>Pretende-se evoluir a gestão operacional e a manutenção das infraestruturas de DataCenter da E-REDES, em linha com os standards, boas práticas e frameworks de gestão internacionalmente reconhecidos e aplicados a esta realidade tecnológica, através do desenvolvimento paralelo das capacidades de orquestração, automação e de recuperação de desastre, potenciadoras de um serviço de suporte tecnológico com flexibilidade, performance e resiliência reforçadas.</p> <p>A evolução da infraestrutura de <i>Disaster Recover</i> assegura conformidade com os RTOs (<i>Recovery Time Objective</i>) e RPOs (<i>Recovery Point Objective</i>) definidos para cada sistema e aplicação, tendo por base a análise de impacto no negócio (BIA - <i>Business Impact Analysis</i>) realizada pela E-REDES no âmbito da gestão do seu Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio (SGCN).</p>
------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>A pertinência da evolução descrita na secção anterior decorre complementarmente do Plano de Recuperação Tecnológico, que visa adequar e melhorar a estratégia de recuperação das atividades críticas da E-REDES, com base nos respetivos processos de negócio e na análise dos sistemas de informação críticos numa situação de desastre.</p>
---------------------------------	--

<b>Descrição dos Benefícios</b>	<p>A automação do DataCenter permite uma orquestração mais eficiente e dinâmica da infraestrutura existente, uma exploração mais resiliente a falhas e erros humanos, e maior agilidade no aprovisionamento de recursos computacionais. Relativamente à última, alavancará as seguintes capacidades:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. análise e normalização dos servidores e elaboração de catálogo standard de oferta de serviços de computação;</li> <li>2. desenho e execução de forma alternativas de aprovisionamento de capacidade (e.g., uso de cloud privada);</li> <li>3. integração transparente de recurso em cloud pública com os recursos on-premise de forma a agilizar o aprovisionamento de capacidade.</li> </ol>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
			Até 2020	2021	2022	2023-25 Após 2025	
	Investimento (k€)	Rede AT	-	52	78	52	-
		Rede MT	-	101	152	101	-
		Rede BT	-	147	220	147	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>300</b>	<b>450</b>	<b>300</b>	-	

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

**Ficha n.º 17 (INE) - Projeto Evolução da Arquitetura**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	460	460
<b>Custos Totais</b>	689	689

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 17 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>A Digitalização da Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade), contributo essencial à implementação do conceito de rede inteligente, incorpora uma crescente necessidade de executar novo código aplicacional no ambiente distribuído da RND, em coordenação com as plataformas centrais, disponibilizando novas funções, como sejam, a título indicativo, novas funções de automação distribuída, analítica aplicada à sensorização de ativos, suporte a sistemas de realidade aumentada, sondas e processamento de segurança, e outros.</p> <p>A implementação de uma arquitetura evolutiva assegura uma visão estratégica para a organização, definindo os processos, as tecnologias e as soluções que promovem a modernidade do ecossistema, a transposição de limitações existentes, e uma resposta de agilidade e eficiência às necessidades do negócio, em alinhamento com os modelos de referência de arquitetura tecnológica.</p> <p>Neste contexto, considerando a evolução da atual plataforma digital e da arquitetura IT/OT de referência, a E-REDES irá desenvolver um conjunto de iniciativas, de onde se destacam:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A "Architecture Decoupling", que permite segregar os papéis e funcionalidades dos sistemas e aplicações, maximizando a sua performance, e endereçando os desafios como o RGPD e da Cibersegurança. Em conjunto com a APIzação das plataformas, promoverá a standardização das interfaces e a agilização de novas interligações e/ou serviços.</li> <li>• Desenvolvimento de repositório de gestão de Arquitetura IT/OT, nomeadamente a constituição de um inventário e modelação da arquitetura nas seguintes vertentes: estratégia, capacidades, processos, entidades lógicas, sistemas, tecnologias e infraestruturas. Esta iniciativa consiste na análise das ferramentas de mercado, desenvolvimento de prova de conceito (PoC) e aquisição da ferramenta adequada, assegurando também o alinhamento com a ferramenta de gestão de processos e de repositório tecnológico (OSS).</li> </ul>
------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	Considerando a acelerada proliferação do ecossistema descrito na seção anterior, altamente heterogéneo, complexo e interdependente, torna-se imperativa a implementação de uma arquitetura IT/OT evolutiva e de alcance transversal, que confira suporte à estratégia digital e à satisfação dos requisitos de negócio.
---------------------------------	---

<b>Descrição dos Benefícios</b>	O presente projeto permitirá a execução da estratégia estabelecida para a evolução da arquitetura tecnológica da organização, alavancando os recursos existentes e projetando as necessidades futuras da organização, acautelando as exigências de desempenho, disponibilidade e segurança.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
			Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
	Investimento (k€)	Rede AT	-	78	78	78	-
		Rede MT	-	152	152	152	-
		Rede BT	-	220	220	220	-
		<b>TOTAL</b>	-	<b>450</b>	<b>450</b>	<b>450</b>	-
	Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento



**Ficha n.º 18 (INE) - Projeto Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Markets; Smartgrids

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	960	858
<b>Custos Totais</b>	1 440	1 287

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Ficha n.º 135	Ficha n.º 18 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>A infraestrutura de comunicações entre os sistemas centrais e os equipamentos inteligentes da rede são a componente basilar de qualquer estratégia de Smartgrid. Tem, por isso, de estar preparada para gerir e tratar, cada vez mais, maiores volumes e maior complexidade de informação.</p> <p>Atualmente encontra-se em curso a instalação massiva da infraestrutura de redes inteligentes – encontrando-se já instalados mais de 2,4 M de contadores inteligentes (EB). Esta infraestrutura permite recolher informação altamente granular sobre os consumos de energia, que é de extrema utilidade, por um lado, na modernização das operações e serviços prestados pelo ORD, por outro lado, na viabilização de novos serviços e aplicações por parte dos agentes de mercado (comercializadores, empresas de serviços energéticos, etc.), contribuindo para a dinamização do mercado e para o aumento da eficiência energética.</p> <p>Tanto o aumento do volume de contadores inteligentes instalados, como a emergência de novas aplicações assentes na utilização de informação sobre consumos (seja na esfera interna do ORD, seja na esfera do mercado), colocam pressão sobre a infraestrutura de sistemas de informação que suporta a gestão dos dados de consumos.</p> <p>Adicionalmente, a nova regulamentação dos serviços das redes inteligentes de eletricidade vem trazer uma maior exigência aos sistemas de informação - por exemplo a nível de granularidade de informação a disponibilizar (e.g. diagramas de carga), complexidade do cálculo dos indicadores do RQS (e.g. incorporando informação dos EMI), entre outros.</p> <p>No sentido de dar resposta a esta necessidade crescente de capacidade de processamento nas vertentes de recolha, tratamento e disponibilização (interna e externa) dos dados de consumo, será necessário efetuar investimentos relevantes na modernização da sua infraestrutura de comunicações com a implementação de um leque alargado de novas tecnologias e no robustecimento da arquitetura de sistemas de informação (SI) que suporta estas funções. A evolução da arquitetura de SI deverá dar resposta às atuais necessidades e ter em conta a evolução prevista no que toca quer as aplicações internas dos ORD, quer as necessidades dos <i>stakeholders</i> externos.</p>
------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>Face ao crescente número de contadores inteligentes em operação e ao desenvolvimento novas aplicações com requisitos mais exigentes em termos de fiabilidade e desempenho é necessária a evolução da atual infraestrutura de sistemas de informação. A solução a desenvolver deverá permitir maior flexibilidade e responder cumulativamente aos seguintes requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior rapidez na disponibilização de dados end-to-end</li> <li>• Maior fiabilidade e disponibilidade dos serviços</li> <li>• Maior rapidez de execução de serviços on-demand</li> <li>• Maior capacidade de gestão de um elevado número de dispositivos e volume de dados</li> </ul>
---------------------------------	---

<b>Descrição dos Benefícios</b>	<p>O desenvolvimento da arquitetura de sistemas de informação deverá atender a um conjunto alargado de aplicações e benefícios adicionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor qualidade de serviço técnica através da monitorização em tempo real para automação da gestão da rede;</li> <li>• Maior capacidade de integração de fontes de energias renováveis e eficiência da rede de distribuição através da monitorização e controlo em tempo real de recursos distribuídos (DER);</li> <li>• Suporte a novas aplicações e serviços ao cliente, em regime de mercado, ao nível da eficiência energética e otimização do consumo;</li> <li>• Melhor qualidade de serviço ao cliente através de uma maior rapidez na execução serviços remotos.</li> </ul>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025	
	Investimento (k€)	Rede AT	52	228	207	-	-
		Rede MT	101	446	405	-	-
		Rede BT	147	646	587	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>300</b>	<b>1 320</b>	<b>1 200</b>	-	-	

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O valor do projeto foi revisto em baixa, de 4.500 k€ a custos totais para 2.820 k€, devido à componente associada ao ex-sub-programa de gestão de rede ter sido cancelado.

**Ficha n.º 19 (INE) - Projeto Digital Energy Center**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Edifícios e outras construções  
**Subprograma:**  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2021-2025
<b>Custos Primários</b>	10 215	10 215
<b>Custos Totais</b>	10 215	10 215

PDIRD-E	2016	2018	2020
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 19 (INE)

<b>Motivação</b>	<p>As capacidades de supervisionar, conduzir e comandar a rede de distribuição, coordenado as várias equipas, são fundamentais para o desempenho da atividade do ORD.</p> <p>O aumento da complexidade da rede tem-se refletido na necessidade de gerir um número crescente de equipamentos, sensores e recursos distribuídos, bem como todos os dados e informação associados. Efetivamente a gestão da rede digital tornou-se indissociável da efetiva gestão da rede de distribuição de eletricidade.</p> <p>Face à evolução do paradigma de gestão da rede de distribuição, às crescentes interdependências entre a gestão da plataforma digital e da rede de distribuição e à necessidade de integração da monitorização em tempo real das diferentes operações no terreno, a definição de um <i>Digital Energy Center</i>, a construir na zona de Lisboa, permitirá obter ganhos em termos de performance da rede e de eficiência operacional.</p> <p>Adicionalmente, atendendo ainda à criticidade das atividades desenvolvidas por um centro operacional, é fundamental uma efetiva integração entre as atividades que no seu conjunto garantem a segurança de abastecimento de energia, segurança física das instalações e cibersegurança da plataforma digital, em especial em situações de crise tais como tempestades, pandemias, terremotos.</p>
------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>A definição do <i>Digital Energy Center</i> tem como principais objetivos garantir:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Monitorização e operação das infraestruturas críticas da rede de distribuição (física e digital);</li> <li>2) Coordenação de operações no terreno;</li> <li>3) Suporte contínuo na vertente IT/OT a todas as aplicações críticas ao desempenho da gestão da rede e operações;</li> <li>4) Integração de informação crítica das diferentes vertentes da atividade;</li> <li>5) Resiliência e segurança das atividades críticas, garantindo maior capacidade de resposta em condições extremas</li> </ol> <p>A concretização destes objetivos terá em consideração os diferentes modelos e opções ao nível tecnológico, organizacional e de infraestruturas, alinhando sempre com o que têm sido as opções estratégicas da empresa nas diferentes vertentes.</p> <p>A alternativa poderia passar por ter de desenvolver vários centros, que exigiria maior esforço de coordenação, menor eficiência operacional e maior afetação de recursos (humanos e de capital).</p>
---------------------------------	---

<b>Descrição dos Benefícios</b>	<p>Benefício associados ao Digital Energy Center são:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Agilidade (coordenação, integração de processos, acesso a informação)</li> <li>2) Qualidade de serviço técnico (redução do tempo de deteção de incidentes, capacidade resposta em condições extremas: pandemias, tempestas e eventos extremos)</li> <li>3) Qualidade de serviço comercial (redução do tempo de resposta a reclamações de QS)</li> <li>4) Redução perdas comerciais (garantia de receita e deteção de fraude)</li> <li>5) Segurança (física e cibersegurança)</li> </ol>
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2020	2021	2022	2023-25	Após 2025
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	432	3 025	-
	Rede MT	-	-	845	5 913	-
	Rede BT	-	-	1 223	8 562	-
	<b>TOTAL</b>	-	-	<b>2 500</b>	<b>17 500</b>	-
	<p>Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição considerada no capítulo 9.2. Os valores de investimento apresentados no cabeçalho da ficha referem-se apenas aos investimentos relativos à RND (AT e MT).</p>					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

A projeção do Digital Energy Center é fulcral dada a sua importância no contexto da transição energética. Face à proposta inicial do PDIRD-E 2020 (versão julho) verificaram-se evoluções ao nível da localização da infraestrutura que poderão implicar uma redução no investimento, mas também um adiamento na sua operacionalização em função das opções a serem tomadas ao nível tecnológico, organizacional e de infraestruturas. Assim, e alinhado também com a recomendação do Parecer da ERSE à versão de julho do PDIRD-E 2020 de redução do montante global de investimento, a verba associada a este projeto foi revista e recalendarizada nesta proposta final.

**ANEXO E – LISTA ORDENADA  
DOS INVESTIMENTOS  
ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO  
PDIRD-E 2020 E PROGRAMAÇÃO  
ANUAL (POR ORDEM DE  
PRIORIDADE NOS VETORES DE  
INVESTIMENTO)**

Página em branco

A seleção dos investimentos (projetos ou conjuntos de projetos) a incluir nesta proposta de PDIRD-E 2020 teve em consideração os objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços.

Cada projeto ou conjunto de projetos, em geral, contribui para mais do que um objetivo, enquadrando-se assim em mais de um vetor de investimento.

A seleção de investimentos a incluir em Plano implica uma análise multiobjetivo, tendo em conta o contributo para cada vetor e os critérios de priorização referidos no capítulo 2.2.

Tendo em consideração estas condições de análise e decisão multicritério, e a necessidade de minimizar o risco associado ao atingimento dos objetivos do Plano nos diferentes vetores, cada um dos projetos ou conjunto de projetos tem de ser considerado no seu contributo para cada um desses vetores de investimento, não podendo por isso ser dissociado dos objetivos globais definidos para o Plano.

Desta forma, os projetos foram agrupados e ordenados em cada um dos vetores, tendo em conta a ordem de prioridade face às necessidades de investimento na RND, definida de acordo com os critérios de priorização acima referidos.

Neste anexo apresenta-se, para cada um dos cenários de investimento, a ordenação assim resultante dos investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2020 com impacto em cada vetor, bem como o impacto total no vetor e a programação anual respetiva.

Página em branco



Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		-	88.579.556 €	75.292.623 €	- €	14.823.324 €	15.205.380 €	15.087.973 €	15.087.973 €	15.087.973 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores de Redes BT		-	10.000.000 €	6.000.000 €	- €	1.200.000 €	1.200.000 €	1.200.000 €	1.200.000 €	1.200.000 €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 110	2.638.893 €	263.889 €	251.866 €	12.024 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 64	2.639.400 €	184.758 €	144.113 €	40.645 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 25	2.664.084 €	532.817 €	332.817 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 148	3.392.500 €	339.250 €	139.160 €	200.090 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Marlim Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 33	3.628.064 €	725.613 €	210.612 €	30.000 €	30.000 €	455.001 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 143	2.301.500 €	230.150 €	103.568 €	62.612 €	63.970 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 144	2.300.000 €	230.000 €	103.500 €	85.487 €	41.013 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 122	2.252.200 €	225.220 €	101.349 €	123.871 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 27	2.734.200 €	546.840 €	150.568 €	240.000 €	156.272 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 62	2.760.713 €	193.250 €	52.677 €	140.573 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN-Maranhão)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 103	2.864.033 €	572.807 €	140.415 €	274.731 €	157.661 €	- €	- €	- €	- €
Estudo rede AT/MT SE S. João e Vila Robim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 120	1.488.392 €	148.839 €	66.978 €	81.862 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 29	3.126.789 €	625.358 €	110.000 €	151.610 €	235.728 €	128.020 €	- €	- €	- €
Ligação ao PdE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 34	1.735.500 €	347.100 €	105.610 €	241.490 €	- €	- €	- €	- €	- €
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 129	943.518 €	94.352 €	42.458 €	51.894 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 58	525.300 €	36.771 €	23.251 €	13.520 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 65	2.060.000 €	144.200 €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 143	725.000 €	72.500 €	40.966 €	31.535 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 144	725.000 €	72.500 €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 126	1.130.000 €	113.000 €	28.250 €	84.750 €	- €	- €	- €	- €	- €
Remodelação do andar AT da SE Antas	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 145	615.000 €	51.500 €	23.175 €	28.325 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 56	582.730 €	38.691 €	16.434 €	22.257 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 59	733.079 €	51.316 €	16.276 €	35.040 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 127	880.000 €	88.000 €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrás	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 154	540.000 €	54.000 €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 55	423.500 €	29.845 €	2.965 €	26.881 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiçarra	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 30	2.416.005 €	483.201 €	- €	98.660 €	150.000 €	234.541 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 26	2.288.784 €	459.757 €	- €	100.000 €	120.000 €	239.757 €	- €	- €	- €
Reforço LNE0 Portimão(REN) - Porto Lagos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 53	567.400 €	113.480 €	- €	113.480 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Sines	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 51	1.200.000 €	240.000 €	- €	140.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Estremoz	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 42	500.000 €	100.000 €	- €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Valpaços	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 36	900.000 €	180.000 €	- €	54.000 €	126.000 €	- €	- €	- €	- €
Reforço Eixo LNE0 F. Alentejo (REN)-Beja	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 52	6.998.000 €	1.379.600 €	- €	163.960 €	427.200 €	788.440 €	- €	- €	- €
Reforço LNE0 Sines(REN)-Santiago	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 54	2.320.000 €	464.000 €	- €	127.960 €	206.800 €	129.240 €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Porteirinhos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 44	1.900.000 €	200.000 €	- €	60.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LNE0 6546/49 Zázere-Olho Bol	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 141	1.234.100 €	123.410 €	- €	47.513 €	75.897 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LNE0 Póvoas-Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 165	1.567.520 €	156.752 €	- €	60.350 €	96.403 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE Mantigas e LAT Sabugueiro-Dest	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 163	2.430.165 €	243.017 €	- €	20.000 €	66.905 €	156.112 €	- €	- €	- €
Renovação LNE0kV 1228 Avanca-Barnoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 162	580.000 €	58.000 €	- €	14.500 €	43.500 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da LN AT Garriche-LuzColombo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 164	1.185.000 €	118.500 €	- €	35.550 €	82.950 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 164	497.605 €	49.761 €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 63	1.950.300 €	136.521 €	- €	27.304 €	40.956 €	68.261 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ponte	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 50	1.924.000 €	384.800 €	- €	- €	100.000 €	284.800 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Loustal	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 48	1.906.000 €	381.200 €	- €	- €	100.000 €	281.200 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 120	560.000 €	56.000 €	- €	42.000 €	14.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV do PC Piedade	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 160	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	58.000 €	112.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 128	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	84.500 €	45.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Quimparque	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 140	545.000 €	54.500 €	- €	- €	16.350 €	38.150 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 141	800.000 €	80.000 €	- €	- €	36.000 €	44.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 123	1.200.000 €	120.000 €	- €	- €	36.000 €	84.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 125	700.000 €	70.000 €	- €	- €	31.500 €	38.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entrincamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 126	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 145	1.255.000 €	125.500 €	- €	- €	43.925 €	81.575 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 147	700.000 €	70.000 €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 127	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 124	550.000 €	55.000 €	- €	- €	38.500 €	16.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 121	2.014.000 €	201.400 €	- €	- €	110.770 €	90.630 €	- €	- €	- €
Renovação LNE0kV BOC, Macedo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 146	592.900 €	59.290 €	- €	- €	23.716 €	35.574 €	- €	- €	- €

Investimento no Votor Segurança de Abastecimento						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Renovação LNJ0KV MCD, Moncorvo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 117	616.120 €	616.120 €	- €	- €	18.484 €	43.128 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Portelas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 61	3.024.771 €	211.734 €	- €	- €	42.000 €	84.000 €	85.734 €	- €	- €
Nova Salda 30 kV da SE Aljustrel	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 60	584.130 €	40.889 €	- €	- €	16.356 €	24.533 €	- €	- €	- €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 103	781.200 €	156.240 €	- €	- €	12.024 €	144.216 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 39	4.126.000 €	825.200 €	- €	- €	- €	140.400 €	684.800 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Sousel	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 40	3.127.000 €	625.400 €	- €	- €	- €	100.000 €	525.400 €	- €	- €
Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 45	4.970.000 €	994.000 €	- €	- €	- €	43.400 €	162.320 €	788.280 €	- €
Aumento de potência na SE Moura	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 43	1.300.000 €	260.000 €	- €	- €	- €	152.520 €	107.480 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 41	2.300.000 €	460.000 €	- €	- €	- €	100.000 €	360.000 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 126	1.475.000 €	147.500 €	- €	- €	- €	110.660 €	36.840 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 154	1.288.000 €	128.800 €	- €	- €	- €	38.640 €	90.160 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 154	810.000 €	81.000 €	- €	- €	- €	32.400 €	48.600 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 154	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	28.000 €	42.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 154	620.000 €	62.000 €	- €	- €	- €	40.200 €	21.800 €	- €	- €
Renovação LNJ0KV MCD, Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	666.550 €	66.655 €	- €	- €	- €	28.016 €	38.639 €	- €	- €
Nova Salda 15 kV da SE Oleiros	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 57	491.900 €	34.433 €	- €	- €	- €	10.330 €	24.103 €	- €	- €
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 46	3.006.100 €	601.220 €	- €	- €	- €	- €	100.000 €	501.220 €	- €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 36	1.277.226 €	255.445 €	- €	- €	- €	- €	200.000 €	55.445 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 28	2.002.658 €	400.572 €	- €	- €	- €	- €	116.346 €	284.225 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 32	3.559.863 €	711.973 €	- €	- €	- €	- €	355.346 €	356.627 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 37	1.900.000 €	380.000 €	- €	- €	- €	- €	80.000 €	300.000 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	1.234.825 €	123.483 €	- €	- €	- €	- €	74.990 €	49.393 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 113	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.362.000 €	136.200 €	- €	- €	- €	- €	68.100 €	68.100 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	1.542.000 €	154.200 €	- €	- €	- €	- €	92.520 €	61.680 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Mosteiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.387.000 €	138.700 €	- €	- €	- €	- €	55.480 €	83.220 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.785.000 €	178.500 €	- €	- €	- €	- €	80.325 €	98.175 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 161	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Renovação LNJ0KV ACR, Carrezaada Ansilães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 114	577.500 €	57.750 €	- €	- €	- €	- €	32.000 €	25.750 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 49	2.075.000 €	415.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	130.000 €	285.000 €
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 47	2.511.000 €	502.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	165.980 €	316.220 €
Nova SE 60/10 kV em Casas	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 31	4.590.056 €	918.011 €	- €	- €	- €	- €	- €	129.703 €	788.308 €
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 38	4.672.600 €	934.520 €	- €	- €	- €	- €	- €	114.520 €	820.000 €
Renovação andar 15 kV SE Felizosa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	57.207 €	42.793 €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 170	1.006.500 €	100.650 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.390 €	40.260 €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 101	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	49.000 €	21.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 144	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 113	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	119.000 €	51.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.887.000 €	188.700 €	- €	- €	- €	- €	- €	150.960 €	37.740 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	1.106.000 €	110.600 €	- €	- €	- €	- €	- €	27.650 €	82.950 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Remodelação Andar AT da SE Celorico	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 151	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	75.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		-	37.500.000 €	3.750.000 €	- €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede		-	2.206.146 €	441.229 €	- €	58.240 €	28.000 €	32.681 €	238.308 €	84.000 €	- €
Reserva Operacional de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reserva Operacional de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 2	4.050.000 €	810.000 €	- €	90.000 €	90.000 €	90.000 €	270.000 €	270.000 €	- €
Reposição da Capacidade de Receção da RND (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 1	1.203.000 €	240.600 €	- €	- €	240.600 €	- €	- €	- €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 19	14.838.201 €	1.483.820 €	253.337 €	129.950 €	46.645 €	83.888 €	240.000 €	350.000 €	380.000 €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 24	1.275.000 €	127.500 €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		-	18.436.490 €	1.843.649 €	- €	287.985 €	237.616 €	352.027 €	348.846 €	617.175 €	- €
Renovação de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 21	11.700.000 €	1.170.000 €	- €	- €	- €	- €	450.000 €	720.000 €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 23	3.400.000 €	340.000 €	- €	62.000 €	62.000 €	62.000 €	62.000 €	92.000 €	- €
Renovação de disjuntores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de disjuntores AT/MT	Ficha n.º 20	1.450.000 €	145.000 €	- €	10.000 €	10.000 €	25.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias	Ficha n.º 22	5.600.000 €	560.000 €	- €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	- €
Beneficiárias Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiárias Extraordinárias		-	5.615.385 €	561.538 €	- €	100.000 €	115.385 €	115.385 €	115.385 €	115.385 €	- €
Garantia N1 às sedes de conselho (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N1 às sedes de conselho	Ficha n.º 3	322.500 €	22.575 €	5.360 €	17.215 €	- €	- €	- €	- €	- €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 4	46.463.432 €	3.262.440 €	257.832 €	550.981 €	556.588 €	540.876 €	618.163 €	728.000 €	- €

Investimento no Vetor Segurança de Abastecimento					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		-	2.293.221 €	160.525 €	- €	48.525 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		-	2.556.840 €	511.368 €	- €	25.269 €	30.315 €	55.784 €	200.000 €	200.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>423.864.144 €</b>	<b>120.966.107 €</b>	<b>2.819.575 €</b>	<b>22.099.324 €</b>	<b>21.886.765 €</b>	<b>23.149.357 €</b>	<b>23.434.357 €</b>	<b>24.439.357 €</b>	<b>3.137.371 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		-	88.979.956 €	4.428.979 €	- €	871.960 €	894.434 €	887.528 €	887.528 €	887.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores das Redes BT		-	10.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC		-	46.000.000 €	13.900.000 €	- €	3.000.000 €	2.700.000 €	2.700.000 €	2.700.000 €	2.700.000 €	- €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 100	10.000.000 €	7.000.000 €	1.816.405 €	1.545.250 €	210.000 €	210.000 €	- €	- €	3.218.345 €
Renovação do Andar AT de SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 101	2.638.893 €	1.883.336 €	1.511.194 €	72.142 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 64	2.639.400 €	2.111.820 €	1.647.704 €	464.516 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (base 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 25	2.664.084 €	799.225 €	499.225 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 118	3.392.500 €	2.635.500 €	834.960 €	1.200.540 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 33	3.628.064 €	1.088.419 €	315.917 €	45.000 €	45.000 €	682.502 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 KV da SE Mota	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 34	2.301.500 €	1.380.900 €	621.405 €	375.874 €	383.821 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 118	2.300.000 €	1.380.000 €	621.000 €	512.920 €	246.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 127	2.252.200 €	1.351.320 €	608.094 €	743.226 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Famalicão (base 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 27	2.734.200 €	820.260 €	225.852 €	360.000 €	234.408 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Gândara	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 62	2.760.713 €	2.208.670 €	602.027 €	1.806.543 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Gândara	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 62	31.500 €	28.350 €	- €	28.350 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Deletos	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Projeto Localização de Deletos	Ficha n.º 74	1.176.000 €	823.200 €	508.660 €	316.540 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 209	2.864.033 €	572.807 €	140.415 €	274.731 €	157.661 €	- €	- €	- €	- €
Estudo rede AT/MT SE S.Julião e VilaRobim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 209	1.488.392 €	893.035 €	401.866 €	491.169 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 KV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 29	3.126.789 €	938.037 €	165.000 €	227.415 €	353.592 €	192.029 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 KV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 29	78.450 €	70.805 €	- €	- €	- €	70.805 €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Duxar	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 34	1.735.500 €	520.650 €	158.415 €	362.235 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE Avanca	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 81	545.000 €	381.800 €	365.663 €	15.837 €	- €	- €	- €	- €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 85	750.000 €	75.000 €	50.000 €	25.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 80	550.000 €	385.000 €	330.099 €	54.901 €	- €	- €	- €	- €	- €
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 81	943.918 €	566.111 €	254.750 €	311.361 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 58	925.300 €	420.240 €	265.731 €	154.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 58	90.000 €	81.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Exp Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 65	2.060.000 €	1.648.000 €	329.600 €	494.400 €	824.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 79	800.000 €	560.000 €	288.322 €	271.678 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 112	725.000 €	435.000 €	245.793 €	189.207 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC da SE Tebalho	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 85	615.000 €	430.500 €	274.400 €	156.100 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 84	725.000 €	435.000 €	174.000 €	261.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 79	1.130.000 €	678.000 €	169.500 €	505.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Remodelação do andar AT da SE Antas	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 79	915.000 €	309.000 €	139.500 €	169.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 56	852.730 €	442.184 €	187.814 €	264.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 56	18.200 €	- €	16.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15KV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 59	733.079 €	686.463 €	188.008 €	400.455 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 153	880.000 €	528.000 €	132.000 €	396.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 78	586.000 €	410.200 €	151.345 €	258.855 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Tenife	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	540.000 €	324.000 €	97.200 €	226.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 86	840.000 €	588.000 €	58.800 €	317.520 €	211.680 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Almeirim	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 82	870.000 €	609.000 €	40.354 €	341.187 €	227.458 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscovide	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 87	985.000 €	689.500 €	39.200 €	390.180 €	260.120 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 75	604.000 €	352.800 €	35.280 €	317.520 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 88	500.000 €	390.000 €	35.000 €	210.000 €	105.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 KV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de concelho	Ficha n.º 55	423.500 €	338.800 €	33.880 €	304.920 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30KV Zona Industrial Alpiçara	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 30	2.416.005 €	724.802 €	- €	147.990 €	225.000 €	351.812 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30KV Zona Industrial Alpiçara	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 30	11.600 €	10.440 €	- €	- €	10.440 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15KV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 26	2.298.784 €	689.635 €	- €	150.000 €	180.000 €	359.635 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15KV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 26	36.000 €	32.400 €	- €	- €	- €	32.400 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 53	567.400 €	170.220 €	- €	170.220 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Sines	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 51	1.200.000 €	360.000 €	- €	210.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Estremoz	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 42	500.000 €	150.000 €	- €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Valpaços	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 36	900.000 €	270.000 €	- €	81.000 €	189.000 €	- €	- €	- €	- €
Reforço Eixo LN60 F. Alentejo (REN)-Beja	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 52	6.898.000 €	2.069.400 €	- €	245.940 €	640.000 €	1.182.660 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 54	2.320.000 €	696.000 €	- €	191.940 €	310.200 €	193.860 €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Portelinhos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 44	1.000.000 €	300.000 €	- €	90.000 €	210.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 6546/49 Zibere-Olho Bol	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 141	1.234.100 €	740.460 €	- €	295.077 €	455.383 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 125	1.567.520 €	940.812 €	- €	362.097 €	578.415 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE Marzagens e LAT Sabugueiro-Dest	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 103	2.430.165 €	1.458.099 €	- €	120.000 €	401.430 €	936.669 €	- €	- €	- €
Renovação LN60/V 1228 Avanca-Banismo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 102	580.000 €	348.000 €	- €	87.000 €	261.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da LN AT Camanche-Luz/Colombo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 104	1.185.000 €	711.000 €	- €	213.300 €	497.700 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 152	497.605 €	298.963 €	- €	119.425 €	179.138 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 77	507.500 €	355.250 €	- €	213.150 €	142.100 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC do PC Farhões	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 91	970.000 €	679.000 €	- €	407.400 €	271.600 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Calderia	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 90	937.000 €	655.900 €	- €	426.429 €	229.471 €	- €	- €	- €	- €
Plataforma IoT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 101	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	367.500 €	175.000 €	350.000 €	350.000 €	157.500 €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 106	38.007.704 €	3.800.770 €	- €	739.448 €	1.124.448 €	1.189.448 €	428.347 €	319.081 €	- €
Cabo subterráneo AT Aeroporto-Metro Cabanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 63	1.950.300 €	1.560.240 €	- €	312.048 €	468.072 €	790.120 €	- €	- €	- €
Adaptação PDIFs Rede AT Inq Alto Mira	Autom. de SE e Modern. Sist. Pilot. Comando e Control.		Ficha n.º 84	330.000 €	231.000 €	- €	- €	231.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Ponte	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 50	1.924.000 €	577.200 €	- €	150.000 €	427.200 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 KV em Louçal	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 48	1.906.000 €	571.800 €	- €	150.000 €	421.800 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 119	560.000 €	336.000 €	- €	- €	252.000 €	84.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV do PC Piedade	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 119	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	348.000 €	672.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 KV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 119	1.300.000 €	780.000 €	- €	- €	507.000 €	273.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 KV da SE Quampanque	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT											

Investimento no Votor Qualidade de Serviço					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Renovação do andar 30 kV da SE Marinho Grande	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 127	1.200.000 €	720.000 €	- €	- €	216.000 €	594.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 127	700.000 €	420.000 €	- €	- €	180.000 €	231.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entonamento	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 123	590.000 €	354.000 €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	1.255.000 €	753.000 €	- €	- €	263.550 €	489.450 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 127	700.000 €	420.000 €	- €	- €	252.000 €	168.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 125	590.000 €	354.000 €	- €	- €	177.000 €	177.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	550.000 €	330.000 €	- €	- €	231.000 €	99.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 114	2.014.000 €	1.208.400 €	- €	- €	664.620 €	543.780 €	- €	- €	- €
Renovação LN30kV BGC, Macedo	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 115	592.900 €	355.740 €	- €	- €	142.296 €	213.444 €	- €	- €	- €
Renovação LN30kV MCD, Moncoco	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 117	616.120 €	369.672 €	- €	- €	110.902 €	258.770 €	- €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Taira	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 96	660.000 €	462.000 €	- €	- €	231.000 €	231.000 €	- €	- €	- €
Instalação do SPOCC na SE Norte	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 93	1.055.000 €	738.500 €	- €	- €	365.571 €	372.929 €	- €	- €	- €
Redundâncias de Acesso a Subestações ATMT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 99	1.000.000 €	700.000 €	- €	- €	175.000 €	175.000 €	175.000 €	175.000 €	- €
ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos ATMT)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 97	6.835.000 €	4.784.500 €	- €	- €	1.207.500 €	1.192.500 €	1.242.500 €	1.232.000 €	- €
Novo SE 60/15 kV Portelas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 61	3.024.771 €	2.419.817 €	- €	- €	480.000 €	960.000 €	979.817 €	- €	- €
Novo SE 60/15 kV Portelas	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 61	102.700 €	92.430 €	- €	- €	- €	- €	92.430 €	- €	- €
Novo Saída 30 kV da SE Ajustrel	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 60	584.130 €	467.304 €	- €	- €	186.922 €	280.382 €	- €	- €	- €
Novo Saída 30 kV da SE Ajustrel	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 60	22.500 €	20.250 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Alimentação AT da SE Amaranje	Redução de Perdas Técnicas ATMT		Ficha n.º 59	781.200 €	156.240 €	- €	- €	12.024 €	144.216 €	- €	- €	- €
Novo SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 39	4.126.000 €	1.237.800 €	- €	- €	- €	210.000 €	1.027.200 €	- €	- €
Novo SE 60/30 kV em Souzel	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 40	3.127.000 €	938.100 €	- €	- €	- €	150.000 €	788.100 €	- €	- €
Novo LN60 Estremoz/REN-Amorches	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 45	4.970.000 €	1.491.000 €	- €	- €	- €	65.100 €	243.450 €	1.182.420 €	- €
Aumento de potência na SE Moura	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 43	1.300.000 €	390.000 €	- €	- €	- €	228.750 €	161.220 €	- €	- €
Novo SE 60/30 kV na Zona Ind. Portalegre	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 41	2.300.000 €	690.000 €	- €	- €	- €	150.000 €	540.000 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueiro	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 117	1.475.000 €	885.000 €	- €	- €	- €	663.960 €	231.040 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albitreiros	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	1.288.000 €	772.800 €	- €	- €	- €	231.840 €	540.960 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 125	810.000 €	498.000 €	- €	- €	- €	194.400 €	291.600 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 125	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	168.000 €	252.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	620.000 €	372.000 €	- €	- €	- €	241.200 €	130.800 €	- €	- €
Renovação LN30kV MCD, Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 114	666.550 €	399.930 €	- €	- €	- €	168.095 €	231.835 €	- €	- €
Renovação do SPOCC do PC Trajouce	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 92	1.085.000 €	739.500 €	- €	- €	- €	415.621 €	343.879 €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Porto de Lagos	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 95	595.000 €	416.500 €	- €	- €	- €	208.250 €	208.250 €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Brasil	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 89	646.000 €	452.200 €	- €	- €	- €	228.100 €	228.100 €	- €	- €
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		Ficha n.º 98	3.750.000 €	2.625.000 €	- €	- €	- €	210.000 €	210.000 €	210.000 €	1.995.000 €
Novo Saída 15 kV da SE Oleiros	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 57	491.900 €	393.520 €	- €	- €	- €	118.056 €	275.464 €	- €	- €
Novo Saída 15 kV da SE Oleiros	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 57	18.000 €	16.200 €	- €	- €	- €	- €	16.200 €	- €	- €
Novo SE 60/30/15 kV em Santo André	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 46	3.006.100 €	901.830 €	- €	- €	- €	- €	150.000 €	751.830 €	- €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 35	1.277.226 €	383.168 €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	83.168 €	- €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 35	12.000 €	10.800 €	- €	- €	- €	- €	10.800 €	- €	- €
Novo SE 60/15 kV Parque Indust. Estarreja	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 28	2.002.858 €	600.857 €	- €	- €	- €	- €	174.520 €	426.338 €	- €
Novo SE 60/15 kV Parque Indust. Estarreja	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 28	21.160 €	19.044 €	- €	- €	- €	- €	19.044 €	- €	- €
Novo subestação ATMT Capandê	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 32	3.559.963 €	1.067.959 €	- €	- €	- €	- €	533.019 €	534.940 €	- €
Novo subestação ATMT Capandê	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 32	30.000 €	27.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	27.000 €	- €
Novo SE 60/30 kV em Vila Flor	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 37	1.900.000 €	570.000 €	- €	- €	- €	- €	120.000 €	450.000 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.234.825 €	740.895 €	- €	- €	- €	- €	444.537 €	296.358 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 117	1.400.000 €	840.000 €	- €	- €	- €	- €	252.000 €	588.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE Macedo/Cavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.362.000 €	817.200 €	- €	- €	- €	- €	408.600 €	408.600 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Bos	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	405.000 €	195.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	1.542.000 €	925.200 €	- €	- €	- €	- €	555.120 €	370.080 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Moitimão	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 122	1.387.000 €	832.200 €	- €	- €	- €	- €	332.880 €	499.320 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	405.000 €	195.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 123	1.735.000 €	1.071.000 €	- €	- €	- €	- €	481.950 €	589.050 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 121	660.000 €	396.000 €	- €	- €	- €	- €	39.600 €	116.800 €	237.600 €
Renovação LN30kV ACR, Carneada Anáilens	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 114	577.500 €	346.500 €	- €	- €	- €	- €	192.000 €	154.500 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Alvelos	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 76	534.000 €	373.800 €	- €	- €	- €	- €	186.900 €	186.900 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Alpalhão	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 63	500.000 €	350.000 €	- €	- €	- €	- €	70.000 €	280.000 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Moura	Autóm. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 94	570.000 €	399.000 €	- €	- €	- €	- €	79.800 €	319.200 €	- €
Novo SE 60/30 kV em Ourique	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 49	2.075.000 €	622.500 €	- €	- €	- €	- €	195.000 €	427.500 €	- €
Novo SE 60/30 kV em Castro Verde	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 47	2.511.000 €	753.300 €	- €	- €	- €	- €	278.970 €	474.330 €	- €
Novo SE 60/10 kV em Caxias	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 31	4.590.056 €	1.377.017 €	- €	- €	- €	- €	194.554 €	1.182.463 €	- €
Novo SE 60/10 kV em Caxias	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 31	19.850 €	17.865 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	17.865 €
Novo SE 60/30kV Marão (substitui atual)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 38	4.672.600 €	1.401.780 €	- €	- €	- €	- €	- €	171.780 €	1.230.000 €
Renovação andar 15 kV SE Felizosa	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	343.244 €	256.756 €	- €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 120	1.006.500 €	603.900 €	- €	- €	- €	- €	382.340 €	241.560 €	- €
Renovação andar 60kV SE São Martinho/Dume	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 122	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	284.000 €	126.000 €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboreira	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	405.000 €	195.000 €	- €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Beber	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 123	1.700.000 €	1.020.000 €	- €	- €	- €	- €	714.000 €	306.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 127	1.887.000 €	1.132.200 €	- €	- €	- €	- €	905.760 €	226.440 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 127	1.106.000 €	663.600 €	- €	- €	- €	- €	165.900 €	497.700 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 126	900.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	120.000 €	- €
Remodulação Andar AT da SE Celorico	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	1.000.000 €	600.000 €	- €	- €	- €	- €	150.000 €	450.000 €	- €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 124	700.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	- €	105.000 €	315.000 €	- €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		-	37.500.000 €	7.500.000 €	- €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	315.000 €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede		-	2.206.146 €	861.844 €	- €	87.360 €	42.000 €	49.022 €	357.462 €	126.000 €	- €
Reserva Operacional de Transformadores ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reserva Operacional de Transformadores ATMT	Ficha n.º 2	4.050.000 €	1.215.000 €	- €	135.000 €	135.000 €	135.000 €	405.000 €	405.000 €	- €
Reposição da Capacidade de Recepção da RND (Projetos não descritos individualmente)</												

Investimento no Vetor Qualidade de Serviço						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 19	14.838.201 €	8.902.921 €	1.520.020 €	779.700 €	279.870 €	593.331 €	1.440.000 €	2.100.000 €	2.280.000 €
Tensões da rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tensões da rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 24	1.275.000 €	765.000 €	- €	295.000 €	265.000 €	255.000 €	- €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	-	-	19.436.400 €	11.981.394 €	- €	1.727.911 €	1.425.997 €	2.112.161 €	2.093.079 €	3.703.048 €	- €
Renovação de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 21	11.700.000 €	7.020.000 €	- €	- €	- €	- €	2.700.000 €	4.320.000 €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 23	3.400.000 €	2.040.000 €	- €	372.000 €	372.000 €	372.000 €	372.000 €	652.000 €	- €
Renovação de disjuntores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de disjuntores AT/MT	Ficha n.º 20	1.490.000 €	870.000 €	- €	60.000 €	60.000 €	150.000 €	300.000 €	300.000 €	- €
Substituição de rede subterránea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de rede subterránea com elevadas taxas de avarias	Ficha n.º 22	5.500.000 €	3.300.000 €	- €	660.000 €	660.000 €	660.000 €	660.000 €	660.000 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem; Sist. Prot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 10	5.469.768 €	3.828.838 €	- €	358.767 €	- €	821.100 €	1.160.071 €	1.488.900 €	- €
Autom. de SE e Modem; Sist. Prot. Comando e Control. (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modem; Sist. Prot. Comando e Control.	-	-	3.205.622 €	2.243.935 €	- €	143.935 €	525.000 €	525.000 €	525.000 €	525.000 €	- €
Beneficiários Extraordinários (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiários Extraordinários	-	-	5.615.385 €	1.123.077 €	- €	200.000 €	230.769 €	230.769 €	230.769 €	230.769 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 14	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 17	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 12	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 15	1.550.000 €	1.085.000 €	- €	70.000 €	175.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	-	1.607.500 €	1.125.250 €	- €	397.250 €	227.500 €	82.500 €	122.500 €	325.500 €	- €
Flexões Hertzianas / Alteração de Faixa de Frequências	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Flexões Hertzianas	Ficha n.º 16	2.750.000 €	1.925.000 €	- €	350.000 €	825.000 €	350.000 €	350.000 €	350.000 €	- €
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Ficha n.º 18	2.000.000 €	1.400.000 €	- €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	280.000 €	- €
Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Ficha n.º 11	1.000.000 €	700.000 €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	- €
Evolução Aplicacional Cibersegurança	Sist. Intef. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional Cibersegurança	Ficha n.º 13	600.000 €	420.000 €	- €	- €	- €	140.000 €	140.000 €	140.000 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador	-	-	4.750.000 €	475.000 €	- €	75.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de conceito (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 3	322.500 €	268.000 €	61.262 €	196.738 €	- €	- €	- €	- €	- €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 4	46.463.432 €	37.170.746 €	2.946.655 €	6.296.924 €	6.361.006 €	6.181.442 €	7.064.719 €	8.320.000 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	-	-	2.293.221 €	1.834.577 €	- €	554.577 €	320.000 €	320.000 €	320.000 €	320.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT	-	Ficha n.º 6	23.618.090 €	21.296.281 €	- €	4.455.450 €	4.050.000 €	3.916.305 €	4.391.370 €	4.443.156 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	-	-	2.556.840 €	511.368 €	- €	25.289 €	30.315 €	65.784 €	200.000 €	200.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>601.610.089 €</b>	<b>253.168.549 €</b>	<b>19.168.165 €</b>	<b>44.456.408 €</b>	<b>39.309.651 €</b>	<b>42.467.745 €</b>	<b>43.866.644 €</b>	<b>49.787.378 €</b>	<b>14.112.558 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Eficiência da Rede						Investimento no vetor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		-	82.579.556 €	4.428.378 €	- €	871.950 €	894.434 €	887.528 €	887.528 €	887.528 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Ligações aos Operadores de Redes BT		-	10.000.000 €	2.000.000 €	- €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	400.000 €	- €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 411	2.838.893 €	283.889 €	251.866 €	12.024 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 64	2.639.400 €	158.364 €	123.525 €	34.839 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Familiarização (fase 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 25	2.664.084 €	1.198.838 €	748.838 €	450.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 416	3.392.500 €	339.250 €	139.160 €	200.090 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moriz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 33	3.628.064 €	1.632.629 €	473.876 €	67.500 €	1.023.753 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Moita	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 419	2.301.500 €	230.150 €	103.568 €	62.612 €	63.970 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 418	2.300.000 €	230.000 €	103.500 €	85.487 €	41.013 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 417	2.252.200 €	225.220 €	101.349 €	123.871 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Familiarização (fase 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 27	2.734.200 €	1.230.390 €	338.779 €	540.000 €	351.611 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 62	2.760.713 €	165.643 €	45.152 €	120.491 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 403	2.864.033 €	1.575.218 €	386.140 €	755.510 €	433.568 €	- €	- €	- €	- €
Estudo rede AT/MT SE S.Juliano e VilaRobim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 426	1.488.392 €	148.839 €	66.978 €	81.862 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 29	3.126.789 €	1.407.055 €	247.500 €	341.123 €	530.388 €	288.044 €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 34	1.735.500 €	780.975 €	237.623 €	543.353 €	- €	- €	- €	- €	- €
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 428	943.518 €	94.352 €	42.430 €	51.894 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 58	525.300 €	31.518 €	19.930 €	11.588 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 65	2.060.000 €	123.600 €	24.720 €	37.080 €	61.800 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 412	725.000 €	72.500 €	40.966 €	31.535 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira - Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 414	725.000 €	72.500 €	29.000 €	43.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 416	1.130.000 €	113.000 €	28.250 €	84.750 €	- €	- €	- €	- €	- €
Remodelação do andar AT da SE Antas	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 419	515.000 €	51.500 €	23.175 €	28.325 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Cardoso	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 56	552.730 €	33.164 €	14.089 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 59	733.079 €	43.985 €	13.951 €	30.034 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 413	880.000 €	88.000 €	22.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Terrão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 415	540.000 €	54.000 €	16.200 €	37.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 55	423.500 €	25.410 €	2.541 €	22.869 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alparça	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 30	2.416.005 €	1.087.202 €	- €	221.985 €	337.500 €	527.717 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 26	2.298.784 €	1.034.453 €	- €	225.000 €	270.000 €	539.453 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 53	567.400 €	255.330 €	- €	253.300 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Sines	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 51	1.200.000 €	540.000 €	- €	315.000 €	225.000 €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Estremoz	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 42	500.000 €	225.000 €	- €	225.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Valpaços	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 36	900.000 €	405.000 €	- €	121.500 €	283.500 €	- €	- €	- €	- €
Reforço Eixo LN60 F. Alentejo (REN)-Beja	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 52	6.898.000 €	3.104.100 €	- €	368.910 €	961.200 €	1.773.990 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 54	2.320.000 €	1.044.000 €	- €	287.910 €	465.300 €	290.790 €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Portorinhos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 44	1.000.000 €	450.000 €	- €	135.000 €	315.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 6546/49 Zizere-Olho Bol	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 411	1.234.100 €	123.410 €	- €	47.513 €	75.897 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 412	1.567.520 €	156.752 €	- €	60.350 €	96.403 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE Manteigas e LAT Sabugueiro-Dest	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 413	2.430.165 €	243.017 €	- €	20.000 €	66.905 €	156.112 €	- €	- €	- €
Renovação LN60KV 1228 Avanca-Barnoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 414	580.000 €	58.000 €	- €	14.500 €	43.500 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da LN AT Carriche-LuzColombo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 415	1.185.000 €	118.500 €	- €	35.550 €	82.950 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreira-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 416	497.605 €	49.761 €	- €	19.904 €	29.856 €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro Calvanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 63	1.950.300 €	117.018 €	- €	23.404 €	35.105 €	58.509 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Portel	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 50	1.924.000 €	865.800 €	- €	- €	225.000 €	640.800 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Loussal	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 48	1.906.000 €	857.700 €	- €	- €	225.000 €	632.700 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 418	560.000 €	56.000 €	- €	- €	42.000 €	14.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da PC Piedade	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 419	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	58.000 €	112.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 411	1.300.000 €	130.000 €	- €	- €	84.500 €	45.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Quimparque	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 412	545.000 €	54.500 €	- €	- €	16.350 €	38.150 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 413	800.000 €	80.000 €	- €	- €	36.800 €	44.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 417	1.200.000 €	120.000 €	- €	- €	36.000 €	84.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 418	700.000 €	70.000 €	- €	- €	31.500 €	38.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 416	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 415	1.255.000 €	125.500 €	- €	- €	43.925 €	81.575 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seiel	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 417	700.000 €	70.000 €	- €	- €	42.000 €	28.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 418	590.000 €	59.000 €	- €	- €	29.500 €	29.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 414	550.000 €	55.000 €	- €	- €	38.500 €	16.500 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 414	2.014.000 €	201.400 €	- €	- €	110.770 €	90.630 €	- €	- €	- €
Renovação LN60KV BGC, Macedo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 412	592.900 €	59.290 €	- €	- €	23.716 €	35.574 €	- €	- €	- €
Renovação LN60KV MCD, Moncorvo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 412	616.120 €	61.612 €	- €	- €	18.484 €	43.128 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Portel	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 61	3.024.771 €	181.486 €	- €	- €	36.000 €	72.000 €	73.486 €	- €	- €
Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 60	584.130 €	35.048 €	- €	- €	14.019 €	21.029 €	- €	- €	- €
Alimentação AT da SE Amarante	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 402	781.200 €	429.660 €	- €	- €	33.066 €	396.534 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 39	4.126.000 €	1.856.700 €	- €	- €	- €	315.900 €	1.540.800 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Souzel	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 40	3.127.000 €	1.407.150 €	- €	- €	- €	225.000 €	1.182.150 €	- €	- €
Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 45	4.970.000 €	2.236.500 €	- €	- €	- €	97.650 €	365.220 €	1.773.630 €	- €
Aumento de potência na SE Moura	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 43	1.300.000 €	585.000 €	- €	- €	- €	343.170 €	241.830 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 41	2.300.000 €	1.035.000 €	- €	- €	- €	225.000 €	810.000 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esgueira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 416	1.475.000 €	147.500 €	- €	- €	- €	110.660 €	36.840 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 417	1.288.000 €	128.800 €	- €	- €	- €	38.640 €	90.160 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 418	810.000 €	81.000 €	- €	- €	- €	32.400 €	48.600 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 419	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	28.000 €	42.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 414	620.000 €	62.000 €	- €	- €	- €	40.200 €	21.800 €	- €	- €

Investimento no Vektor Eficiência da Rede						Investimento no vektor						
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vektor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Renovação LNB0KV MCD, Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	666.550 €	66.655 €	- €	- €	- €	28.016 €	38.639 €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 57	491.900 €	29.514 €	- €	- €	- €	8.854 €	20.660 €	- €	- €
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 46	3.006.100 €	1.352.745 €	- €	- €	- €	- €	225.000 €	1.127.745 €	- €
Reforço Rede MT Ewo Beja - Mértola	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 35	1.277.226 €	574.752 €	- €	- €	- €	- €	450.000 €	124.752 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 28	2.002.858 €	901.286 €	- €	- €	- €	- €	261.779 €	639.507 €	- €
Nova subestação AT/MT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 32	3.559.863 €	1.601.938 €	- €	- €	- €	- €	799.528 €	802.410 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 37	1.900.000 €	855.000 €	- €	- €	- €	- €	180.000 €	675.000 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 126	1.234.825 €	123.483 €	- €	- €	- €	- €	74.090 €	49.393 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 119	1.400.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	42.000 €	98.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 106	1.382.000 €	138.200 €	- €	- €	- €	- €	68.100 €	68.100 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 109	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 108	1.542.000 €	154.200 €	- €	- €	- €	- €	92.520 €	61.680 €	- €
Renovação do andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 122	1.387.000 €	138.700 €	- €	- €	- €	- €	55.480 €	83.220 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 121	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 117	1.785.000 €	178.500 €	- €	- €	- €	- €	80.325 €	98.175 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 115	660.000 €	66.000 €	- €	- €	- €	- €	6.600 €	19.800 €	39.600 €
Renovação LNB0KV ACR, Carreçada Ansilães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 114	577.500 €	57.750 €	- €	- €	- €	- €	32.000 €	25.750 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 49	2.075.000 €	933.750 €	- €	- €	- €	- €	- €	292.500 €	641.250 €
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 47	2.511.000 €	1.129.950 €	- €	- €	- €	- €	- €	418.455 €	711.495 €
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 31	4.590.056 €	2.065.525 €	- €	- €	- €	- €	- €	291.831 €	1.773.694 €
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 38	4.672.600 €	2.102.670 €	- €	- €	- €	- €	- €	257.670 €	1.845.000 €
Renovação andar 15 kV SE Fátima	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 104	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	57.207 €	42.793 €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 103	1.006.500 €	100.650 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.390 €	40.260 €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 107	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	49.000 €	21.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 111	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	67.500 €	32.500 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 113	1.700.000 €	170.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	119.000 €	51.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 112	1.887.000 €	188.700 €	- €	- €	- €	- €	- €	150.960 €	37.740 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 110	1.106.000 €	110.600 €	- €	- €	- €	- €	- €	27.650 €	82.950 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 108	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale do Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	500.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	20.000 €
Remodelação Andar AT da SE Celorico	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 120	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	75.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 118	700.000 €	70.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	17.500 €	52.500 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		-	37.500.000 €	3.750.000 €	- €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	- €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede		-	2.206.146 €	992.766 €	- €	131.040 €	63.000 €	73.533 €	536.193 €	189.000 €	- €
Reserva Operacional de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reserva Operacional de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 2	4.050.000 €	1.822.500 €	- €	202.500 €	202.500 €	202.500 €	607.500 €	607.500 €	- €
Reposição da Capacidade de Receção da RND (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 1	1.293.000 €	541.350 €	- €	541.350 €	- €	- €	- €	- €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 19	14.836.201 €	1.483.820 €	253.337 €	129.950 €	46.645 €	83.888 €	240.000 €	350.000 €	380.000 €
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 24	1.275.000 €	127.500 €	- €	42.500 €	42.500 €	42.500 €	- €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		-	18.436.490 €	1.843.649 €	- €	287.985 €	237.616 €	352.027 €	348.846 €	617.175 €	- €
Renovação de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Transformadores AT/MT	Ficha n.º 21	11.700.000 €	1.170.000 €	- €	- €	- €	- €	450.000 €	720.000 €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 23	3.400.000 €	340.000 €	- €	62.000 €	62.000 €	62.000 €	62.000 €	92.000 €	- €
Renovação de disjuntores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Renovação de disjuntores AT/MT	Ficha n.º 20	1.450.000 €	145.000 €	- €	10.000 €	10.000 €	25.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias	Ficha n.º 22	5.500.000 €	550.000 €	- €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	110.000 €	- €
Beneficiárias Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiárias Extraordinárias		-	5.615.385 €	561.538 €	- €	100.000 €	115.385 €	115.385 €	115.385 €	115.385 €	- €
Garantia N-1 às sedes de conceito (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 3	322.500 €	19.350 €	4.595 €	14.755 €	- €	- €	- €	- €	- €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 4	46.463.432 €	2.787.806 €	220.999 €	472.269 €	477.075 €	463.606 €	529.854 €	624.000 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		-	2.293.221 €	137.593 €	- €	41.593 €	24.000 €	24.000 €	24.000 €	24.000 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		-	2.556.840 €	1.406.262 €	- €	69.490 €	83.366 €	153.406 €	550.000 €	550.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>423.864.144 €</b>	<b>68.798.857 €</b>	<b>4.124.059 €</b>	<b>10.497.460 €</b>	<b>9.530.319 €</b>	<b>12.390.912 €</b>	<b>12.675.912 €</b>	<b>13.680.912 €</b>	<b>5.899.281 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários



Investimento no Votor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		-	88.879.556 €	4.428.978 €	- €	871.960 €	894.434 €	887.538 €	887.538 €	887.538 €	- €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)		-	10.000.000 €	1.000.000 €	- €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	- €
Rede de Acesso Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 100	10.000.000 €	2.000.000 €	518.973 €	441.500 €	60.000 €	60.000 €	- €	- €	918.527 €
Renovação do Andar AT de SE Guimarães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 101	2.638.893 €	827.779 €	593.731 €	24.047 €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Boavista	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à folha de injetar AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 110	2.639.400 €	194.768 €	144.113 €	49.645 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Familiar (base 1)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 125	2.664.094 €	133.204 €	60.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Reabilitação da rede AT do Porto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 118	3.392.500 €	678.500 €	278.320 €	405.180 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 33	3.628.064 €	181.403 €	52.653 €	7.500 €	7.500 €	113.760 €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Mota	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 143	2.301.800 €	460.300 €	207.135 €	125.225 €	127.940 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 146	2.300.000 €	460.000 €	207.000 €	170.973 €	82.027 €	- €	- €	- €	- €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 157	2.252.200 €	450.440 €	202.688 €	247.742 €	- €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE - V N Familiar (base 2)	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 27	2.734.200 €	136.710 €	37.642 €	60.000 €	39.068 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 62	2.760.713 €	193.250 €	52.677 €	140.573 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Grândola	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 62	31.500 €	3.150 €	- €	3.150 €	- €	- €	- €	- €	- €
Projeto Localização de Deletos	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Projeto Localização de Deletos	Ficha n.º 74	1.176.000 €	352.800 €	217.140 €	135.660 €	- €	- €	- €	- €	- €
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		Ficha n.º 103	2.884.033 €	143.202 €	35.104 €	68.683 €	39.415 €	- €	- €	- €	- €
Estudo rede AT/MT SE S. João e Vila Robim	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 109	1.488.392 €	297.678 €	133.955 €	163.723 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 29	3.126.789 €	156.339 €	27.500 €	37.903 €	88.932 €	32.095 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 29	78.450 €	7.845 €	- €	- €	- €	7.845 €	- €	- €	- €
Ligação ao PDE REN - Divor	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 34	1.735.500 €	86.775 €	26.403 €	60.373 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE Avanca	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 81	545.000 €	163.900 €	156.713 €	6.787 €	- €	- €	- €	- €	- €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador		Ficha n.º 146	750.000 €	37.800 €	25.000 €	12.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC da subestação de Paranhos	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 80	550.000 €	165.000 €	141.471 €	23.529 €	- €	- €	- €	- €	- €
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 108	943.518 €	188.704 €	84.917 €	103.787 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 58	828.300 €	36.771 €	23.251 €	13.520 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 58	90.000 €	9.000 €	9.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Cabo subterráneo AT Alto São João-Expo Sul	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à folha de injetar AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 65	2.068.000 €	144.200 €	28.840 €	43.260 €	72.100 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da SPCC da subestação das Antas	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 79	900.000 €	240.000 €	123.567 €	116.433 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MAT da subestação do Lindoso	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 112	725.000 €	145.000 €	81.931 €	63.069 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC da SE Teijeiro	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 85	615.000 €	184.500 €	117.600 €	66.900 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 124	725.000 €	145.000 €	80.000 €	65.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 125	1.130.000 €	226.000 €	56.500 €	169.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Remodelação do andar AT da SE Antas	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 119	515.000 €	103.000 €	46.300 €	56.650 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 56	852.730 €	38.691 €	16.434 €	22.257 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 56	18.000 €	1.800 €	- €	1.800 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pegões	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 59	733.079 €	61.316 €	16.276 €	35.040 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 153	880.000 €	176.000 €	44.000 €	132.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação da SPCC da subestação da Boavista	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 78	586.000 €	175.800 €	64.862 €	110.938 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar MT da SE Tença	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 84	540.000 €	108.000 €	32.400 €	75.600 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Central Tejo	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 86	840.000 €	252.000 €	23.200 €	136.800 €	90.720 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Alentejo	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 82	870.000 €	261.000 €	17.295 €	146.223 €	97.482 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Moscaide	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 87	955.000 €	295.500 €	16.800 €	167.220 €	111.480 €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Felgueiras	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 75	504.000 €	151.200 €	16.120 €	136.080 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPCC SE Sobreda	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 88	500.000 €	100.000 €	15.000 €	90.000 €	45.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 55	423.500 €	29.845 €	2.965 €	26.881 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiçara	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 30	2.416.005 €	120.800 €	- €	24.665 €	37.500 €	58.635 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiçara	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 30	11.600 €	1.160 €	- €	- €	1.160 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 26	2.298.784 €	114.939 €	- €	25.000 €	30.000 €	59.939 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 26	36.000 €	3.600 €	- €	- €	3.600 €	- €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 53	967.400 €	28.370 €	- €	28.370 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Sines	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 51	1.200.000 €	60.000 €	- €	35.000 €	25.000 €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Estremoz	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 42	500.000 €	25.000 €	- €	25.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Vajão	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 36	900.000 €	45.000 €	- €	15.500 €	31.500 €	- €	- €	- €	- €
Reforço Eixo LN60 F. Alentejo (REN)-Beja	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 52	6.898.000 €	344.900 €	- €	40.990 €	106.900 €	197.110 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 54	2.320.000 €	116.000 €	- €	31.990 €	51.700 €	32.310 €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Pontevinho	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 44	1.000.000 €	50.000 €	- €	15.000 €	35.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 6546/49 Zizere-Olho Bol	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 141	1.234.100 €	246.620 €	- €	95.626 €	151.794 €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 Póvoa-Sobralimbo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 126	1.567.520 €	313.504 €	- €	120.699 €	192.805 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE Matiegas e LAT Sabugueiro-Dest	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 123	2.430.165 €	486.033 €	- €	40.000 €	133.810 €	312.223 €	- €	- €	- €
Renovação LN60kV 1228 Avanca-Banismo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 125	880.000 €	116.000 €	- €	29.000 €	87.000 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da LN AT Clarifeche-Luz/Colombo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 124	1.185.000 €	237.000 €	- €	71.100 €	165.900 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 142	497.605 €	99.521 €	- €	38.808 €	59.715 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da SPCC da subestação Varosa	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 77	507.500 €	152.250 €	- €	91.350 €	60.900 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da SPCC do PC Farnhões	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 91	970.000 €	291.000 €	- €	174.600 €	116.400 €	- €	- €	- €	- €
Renovação da SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 90	937.000 €	281.100 €	- €	182.755 €	98.345 €	- €	- €	- €	- €
Plataforma IoT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 101	2.000.000 €	400.000 €	- €	105.000 €	50.000 €	100.000 €	100.000 €	45.000 €	- €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Investimento Inovador		Ficha n.º 106	38.007.704 €	1.900.385 €	- €	369.724 €	562.224 €	594.724 €	214.173 €	159.540 €	- €
Cabo subterráneo AT Aeroporto-Metro Cabanas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Reserva N-1 à folha de injetar AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa	Ficha n.º 63	1.950.300 €	136.521 €	- €	27.304 €	40.956 €	66.261 €	- €	- €	- €
Adaptação PDFs Rede AT Inq Alto Mira	Autom. de SE e Modem. Sist. Pilot. Comando e Controlo.		Ficha n.º 84	330.000 €	99.000 €	- €	- €	99.000 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ponte	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 50	1.924.000 €	96.200 €	- €	- €	25.000 €	71.200 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Louçã	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Recepção da RND	Ficha n.º 48	1.906.000 €	95.300 €	- €	- €	25.000 €	70.300 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 116	560.000 €	112.000 €	- €	- €	84.000 €	28.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV do PC Piedade	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 117	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	116.000 €	224.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alegria	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 121	1.300.000 €	260.000 €	- €	- €	169.000 €	91.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Quimparque	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 122	545.000 €	109.000 €	- €	- €	32.700 €	76.300 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		Ficha n.º 127	800.000 €	160.000 €	- €	- €	72.000 €	88.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha												

Investimento no Votor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 223	700.000 €	140.000 €	- €	- €	63.000 €	77.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entrocamento	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 238	990.000 €	118.000 €	- €	- €	99.000 €	99.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 245	1.255.000 €	251.000 €	- €	- €	97.950 €	163.150 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Seixal	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 247	700.000 €	140.000 €	- €	- €	84.000 €	86.000 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 235	990.000 €	118.000 €	- €	- €	99.000 €	99.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 224	990.000 €	110.000 €	- €	- €	77.000 €	33.000 €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 111	2.014.000 €	402.800 €	- €	- €	221.540 €	191.260 €	- €	- €	- €
Renovação LN30kV BGC, Macedo	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 115	992.900 €	118.880 €	- €	- €	47.432 €	71.148 €	- €	- €	- €
Renovação LN30kV MCD, Moncorvo	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 117	616.120 €	123.224 €	- €	- €	36.967 €	86.267 €	- €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Tavra	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 96	660.000 €	198.000 €	- €	- €	99.000 €	99.000 €	- €	- €	- €
Instalação do SPOCC na SE Nave	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 93	1.055.000 €	216.900 €	- €	- €	196.673 €	199.827 €	- €	- €	- €
Redundâncias de Acesso a Subestações ATMT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 99	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos ATMT)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 97	6.835.000 €	1.387.000 €	- €	- €	345.000 €	315.000 €	355.000 €	352.000 €	- €
Nova SE 60/15 kV Portelas	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 61	3.024.771 €	211.734 €	- €	- €	42.000 €	84.000 €	85.734 €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Portelas	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 61	102.700 €	10.270 €	- €	- €	- €	- €	10.270 €	- €	- €
Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 60	884.130 €	40.889 €	- €	- €	16.356 €	24.533 €	- €	- €	- €
Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 60	22.500 €	2.250 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Alimentação AT da SE Amaranhe	Redução de Perdas Técnicas ATMT		Ficha n.º 200	781.200 €	39.060 €	- €	- €	3.006 €	36.064 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 39	4.126.000 €	206.300 €	- €	- €	- €	35.100 €	171.200 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Souzel	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 40	3.127.000 €	166.350 €	- €	- €	- €	25.000 €	131.350 €	- €	- €
Nova LN60 Estremoz/REN/Anorches	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 45	4.978.000 €	248.500 €	- €	- €	- €	10.850 €	40.550 €	197.070 €	- €
Aumento de potência na SE Moura	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 43	1.306.000 €	65.000 €	- €	- €	- €	38.150 €	26.870 €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 41	2.300.000 €	115.000 €	- €	- €	- €	25.000 €	90.000 €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueja	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 244	1.475.000 €	295.000 €	- €	- €	- €	221.320 €	73.680 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 236	1.288.000 €	257.800 €	- €	- €	- €	177.280 €	189.320 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 258	810.000 €	162.000 €	- €	- €	- €	64.800 €	97.200 €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Píotagem	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 256	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	56.000 €	84.000 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE São Vicente	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 246	620.000 €	124.000 €	- €	- €	- €	50.400 €	43.600 €	- €	- €
Renovação LN30kV MCD, Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 234	666.500 €	133.310 €	- €	- €	- €	56.032 €	77.276 €	- €	- €
Renovação do SPOCC do PC Trajouce	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 92	1.085.000 €	325.800 €	- €	- €	- €	178.123 €	147.377 €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Porto de Lagos	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 95	995.000 €	178.500 €	- €	- €	- €	89.250 €	89.250 €	- €	- €
Renovação do SPOCC da SE Brasil	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 89	646.000 €	193.600 €	- €	- €	- €	96.900 €	96.900 €	- €	- €
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações -		Ficha n.º 98	3.750.000 €	750.000 €	- €	- €	- €	60.000 €	60.000 €	60.000 €	570.000 €
Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	Ficha n.º 57	491.900 €	34.433 €	- €	- €	- €	10.330 €	24.103 €	- €	- €
Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 57	18.000 €	1.800 €	- €	- €	- €	- €	1.800 €	- €	- €
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 46	3.006.100 €	150.305 €	- €	- €	- €	- €	25.000 €	125.305 €	- €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 35	1.277.226 €	63.861 €	- €	- €	- €	- €	50.000 €	13.861 €	- €
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 35	12.000 €	1.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.200 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 28	2.002.858 €	100.143 €	- €	- €	- €	- €	29.087 €	71.056 €	- €
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 28	21.160 €	2.116 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.116 €	- €
Nova subestação ATMT Caparide	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 32	3.598.863 €	177.993 €	- €	- €	- €	- €	88.836 €	89.157 €	- €
Nova subestação ATMT Caparide	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 32	30.000 €	3.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	3.000 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 37	1.900.000 €	95.000 €	- €	- €	- €	- €	20.000 €	75.000 €	- €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Chaves	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 242	1.234.825 €	246.965 €	- €	- €	- €	- €	148.179 €	98.786 €	- €
Renovação do Andar MT da SE Fale	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 248	1.400.000 €	280.000 €	- €	- €	- €	- €	84.000 €	196.000 €	- €
Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 243	1.362.000 €	272.400 €	- €	- €	- €	- €	136.200 €	136.200 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Forte Boa	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 249	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	135.000 €	65.000 €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 240	1.542.000 €	308.400 €	- €	- €	- €	- €	185.400 €	123.000 €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Mosteirô	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 222	1.387.000 €	277.400 €	- €	- €	- €	- €	110.960 €	166.440 €	- €
Renovação andar 15kV SE Vila Nova Casa	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 221	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	135.000 €	65.000 €	- €
Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 241	1.785.000 €	357.000 €	- €	- €	- €	- €	160.650 €	196.350 €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 240	860.000 €	132.000 €	- €	- €	- €	- €	13.200 €	39.600 €	79.200 €
Renovação LN30kV ACR, Casazeta Anáilias	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 214	977.500 €	115.500 €	- €	- €	- €	- €	64.000 €	51.500 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Alvelos	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 76	534.000 €	160.200 €	- €	- €	- €	- €	80.100 €	80.100 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Alpalhão	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 83	900.000 €	180.000 €	- €	- €	- €	- €	30.000 €	120.000 €	- €
Renovação do SPOCC da SE Moura	Autóm. de SE e Modern. Sist. Proj. Comando e Controlo	Substituição de SPOCC	Ficha n.º 94	970.000 €	171.000 €	- €	- €	- €	- €	34.200 €	136.800 €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 49	2.075.000 €	103.750 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.500 €	71.250 €
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 47	2.511.000 €	125.550 €	- €	- €	- €	- €	- €	46.495 €	79.055 €
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Desenvolvimento de Rede		Ficha n.º 31	4.590.056 €	229.903 €	- €	- €	- €	- €	- €	32.426 €	197.077 €
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Automação e Telecontrolo da Rede MT		Ficha n.º 31	19.850 €	1.985 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	1.985 €
Nova SE 60/30kV Marão (substitui sua)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 38	4.672.600 €	233.630 €	- €	- €	- €	- €	- €	28.630 €	205.000 €
Renovação andar 15 kV SE Felizosa	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 204	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	114.415 €	85.585 €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 200	1.006.500 €	201.300 €	- €	- €	- €	- €	- €	120.780 €	80.520 €
Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 207	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	88.000 €	42.000 €
Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 244	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	135.000 €	65.000 €
Renovação andar 60 e 30 kV da SE Beher	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 213	1.700.000 €	340.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	238.000 €	102.000 €
Renovação do andar 15 kV da SE Terena	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 257	1.887.000 €	377.400 €	- €	- €	- €	- €	- €	301.920 €	75.480 €
Renovação andar 60 kV da SE Monte Feio	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 259	1.106.000 €	221.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	55.300 €	165.900 €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 260	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Renovação andar 60 kV da SE Vale do Gaio	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 260	900.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	60.000 €	40.000 €
Remodulação Andar AT da SE Celorico	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 261	1.000.000 €	200.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	50.000 €	150.000 €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		Ficha n.º 256	700.000 €	140.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	35.000 €	105.000 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		-	37.500.000 €	15.000.000 €	- €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede		-	2.296.146 €	110.307 €	- €	14.560 €	7.000 €	8.179 €	59.577 €	21.000 €	- €
Reserva Operacional de Transformadores ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reserva Operacional de Transformadores ATMT	Ficha n.º 2	4.050.000 €	202.500 €	- €	22.500 €	22.500 €	22.500 €	67.500 €	67.500 €	- €
Reposição da Capacidade de Receção da RND (Projetos não descritos individualmente)	Desenvolvimento de Rede	Reposição da Capacidade de Receção da RND	Ficha n.º 1	1.203.000 €	60.150 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	Ficha n.º 19	14.838.201 €	2.987.840 €	506.673 €	259.300 €	93.290 €	167.777 €	480.000 €	700.000 €	760.

Investimento no Vektor Eficiência Operacional					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investição de rede ATMT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Investições de rede ATMT sobre AE, IP e IC	Ficha n.º 24	1.275.000 €	355.000 €	- €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	- €	- €
Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT		-	15.436.400 €	3.887.289 €	- €	878.970 €	475.232 €	784.064 €	897.899 €	1.234.349 €	- €
Renovação de Transformadores ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Renovação de Transformadores ATMT	Ficha n.º 21	11.700.000 €	2.340.000 €	- €	- €	- €	- €	900.000 €	1.440.000 €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua	Ficha n.º 23	3.400.000 €	680.000 €	- €	124.000 €	124.000 €	124.000 €	124.000 €	184.000 €	- €
Renovação de disjuntores ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Renovação de disjuntores ATMT	Ficha n.º 22	1.450.000 €	290.000 €	- €	20.000 €	20.000 €	50.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Substituição de rede subterránea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Renovação e Reabilitação de Ativos ATMT	Substituição de rede subterránea com elevadas taxas de avarias	Ficha n.º 22	5.500.000 €	1.100.000 €	- €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	220.000 €	- €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Control.	Substituição de SPCC	Ficha n.º 10	5.469.768 €	1.640.930 €	- €	153.757 €	- €	351.900 €	497.173 €	638.100 €	- €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Control. (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias		-	3.205.622 €	961.687 €	- €	61.687 €	225.000 €	225.000 €	225.000 €	225.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias		-	5.615.385 €	2.246.154 €	- €	400.000 €	461.538 €	461.538 €	461.538 €	461.538 €	- €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 14	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 17	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 12	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 15	1.550.000 €	310.000 €	- €	20.000 €	50.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		-	1.607.500 €	321.500 €	- €	113.500 €	65.000 €	15.000 €	35.000 €	93.000 €	- €
Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Feixes Hertzianos	Ficha n.º 16	2.750.000 €	550.000 €	- €	100.000 €	150.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Ficha n.º 18	2.000.000 €	400.000 €	- €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	80.000 €	- €
Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Ficha n.º 11	1.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Evolução Aplicacional Cibersegurança	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional Cibersegurança	Ficha n.º 13	600.000 €	120.000 €	- €	- €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)			-	4.750.000 €	237.500 €	- €	37.500 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Garantia N-1 às sedes de conceito (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Garantia N-1 às sedes de conceito	Ficha n.º 3	322.500 €	22.575 €	- €	5.360 €	17.215 €	- €	- €	- €	- €
Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior GST	Ficha n.º 4	46.463.432 €	3.262.440 €	257.832 €	550.981 €	556.588 €	540.876 €	618.163 €	728.000 €	- €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (Projetos não descritos individualmente)	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		-	2.293.221 €	160.525 €	- €	45.525 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	28.000 €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Automação e Telecomando da Rede MT		Ficha n.º 6	23.618.090 €	2.361.009 €	- €	495.050 €	450.000 €	435.145 €	487.930 €	483.684 €	- €
Redução de Perdas Técnicas ATMT (Projetos não descritos individualmente)	Redução de Perdas Técnicas ATMT		-	2.556.840 €	127.842 €	- €	6.317 €	7.579 €	13.946 €	50.000 €	50.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>555.610.089 €</b>	<b>76.962.701 €</b>	<b>4.717.604 €</b>	<b>13.425.184 €</b>	<b>12.556.696 €</b>	<b>13.309.790 €</b>	<b>13.549.240 €</b>	<b>15.504.607 €</b>	<b>3.899.579 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vektor Acesso a Novos Serviços					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Rede de Acesso Fase I	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	Ficha n.º 10	10.000.000 €	1.000.000 €	259.486 €	220.750 €	30.000 €	30.000 €	- €	- €	459.764 €
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	Investimento Inovador	-	Ficha n.º 11	750.000 €	637.500 €	425.000 €	212.500 €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma IoT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	Ficha n.º 12	2.000.000 €	200.000 €	- €	52.500 €	25.000 €	50.000 €	50.000 €	22.500 €	- €
Instalação de DTC em Pontos de transformação	Investimento Inovador	-	Ficha n.º 13	38.007.704 €	32.306.549 €	- €	6.285.305 €	9.587.805 €	10.110.305 €	3.640.946 €	2.712.186 €	- €
Redundâncias de Acesso a Subestações ATMT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	Ficha n.º 14	1.000.000 €	100.000 €	- €	- €	25.000 €	25.000 €	25.000 €	25.000 €	- €
ADMS (Fase II e Infraestrutura - Pontos ATMT)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	Ficha n.º 15	6.835.000 €	683.500 €	- €	- €	172.500 €	157.500 €	177.500 €	176.000 €	- €
Método do Balanço Energético na Rede MT	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	-	Ficha n.º 16	3.750.000 €	375.000 €	- €	- €	- €	30.000 €	30.000 €	30.000 €	285.000 €
Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador	Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 17	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador	Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Ficha n.º 18	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	Ficha n.º 19	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Expansão da Rede de Fibra Óptica	Ficha n.º 20	1.555.000 €	155.000 €	- €	10.000 €	25.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador	-	Ficha n.º 21	1.607.000 €	160.700 €	- €	56.750 €	32.500 €	7.500 €	17.500 €	46.500 €	- €
Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Feixes Hertzianos	Ficha n.º 22	2.750.000 €	275.000 €	- €	50.000 €	75.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Ficha n.º 23	2.000.000 €	200.000 €	- €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €
Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Ficha n.º 24	1.000.000 €	100.000 €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €
Evolução Aplicacional Cibersegurança	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	Evolução Aplicacional Cibersegurança	Ficha n.º 25	600.000 €	60.000 €	- €	- €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Inovador	-	Ficha n.º 26	4.750.000 €	4.037.500 €	- €	637.500 €	850.000 €	850.000 €	850.000 €	850.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>82.600.204 €</b>	<b>40.890.799 €</b>	<b>684.486 €</b>	<b>7.705.305 €</b>	<b>10.972.805 €</b>	<b>11.550.305 €</b>	<b>5.080.946 €</b>	<b>4.152.186 €</b>	<b>744.764 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Investimento no Vetor Outros					Investimento no vetor							
Nome	Programa de Investimento	Subprograma	Ficha	Total do projeto	Total no vetor	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	Investimento Obrigatório (só eq. contagem)		-	6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	Abertura e Restabelecimento da RSFGC		-	46.000.000 €	32.200.000 €	- €	7.000.000 €	6.300.000 €	6.300.000 €	6.300.000 €	6.300.000 €	- €
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Fixação Anti-Sísmica de TP	Ficha n.º 9	1.447.750 €	1.447.750 €	- €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	289.550 €	- €
Balzagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	Balzagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT	Ficha n.º 8	1.052.250 €	1.052.250 €	- €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	210.450 €	- €
Modif LN60 Carriche-Aroja-Qt Caldeira	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 7	4.424.900 €	4.424.900 €	- €	- €	1.276.835 €	700.342 €	2.447.722 €	- €	- €
Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 6	903.100 €	903.100 €	- €	- €	- €	361.240 €	541.860 €	- €	- €
Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 5	2.628.700 €	2.628.700 €	- €	- €	- €	- €	630.776 €	1.997.924 €	- €
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 4	1.274.900 €	1.274.900 €	- €	- €	- €	- €	573.705 €	701.195 €	- €
Modif LN60 Vermoim-Custóias-Amieira	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 3	4.470.340 €	4.470.340 €	- €	- €	- €	- €	894.068 €	2.254.560 €	1.321.712 €
Modif LN60 Coimo-Ct Barreiro e Barreiro	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 2	2.323.700 €	2.323.700 €	- €	- €	- €	- €	573.451 €	1.750.249 €	- €
Modif LN60 Vermoim-Guifões-Alfena	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 1	5.890.430 €	5.890.430 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.995.952 €	3.894.478 €
Modif LN60 Vermoim-Maia I e II	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 7	3.000.300 €	3.000.300 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.200.120 €	1.800.180 €
Programa de Investimento Corrente Urgente (Projetos não descritos individualmente)	Programa de Investimento Corrente Urgente		-	37.500.000 €	7.500.000 €	- €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	- €
Beneficiações Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	Beneficiações Extraordinárias		-	5.615.385 €	1.123.077 €	- €	200.000 €	230.769 €	230.769 €	230.769 €	230.769 €	- €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental		-	6.500.000 €	6.500.000 €	- €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	1.300.000 €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Promoção Ambiental	Integração Paisagística de Redes Aéreas	Ficha n.º 7	5.000.000 €	5.000.000 €	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €
<b>Total</b>				<b>134.531.755 €</b>	<b>86.239.447 €</b>	<b>- €</b>	<b>12.800.000 €</b>	<b>13.407.604 €</b>	<b>13.192.352 €</b>	<b>17.792.352 €</b>	<b>22.030.769 €</b>	<b>7.016.370 €</b>

Nota: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

# **ANEXO F – RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS**

**Anexo F.1 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização**

**Anexo F.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020**

**Anexo F.3 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2020**

**Anexo F.4 – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2020**

**Anexo F.5 – Lista dos Investimentos Específicos Incluídos no PDIRD-E 2020 Alvo de Processo de Autorização Antecipada**

Página em branco



# **ANEXO F.1 – LISTA DOS PROJETOS QUE DEPENDEM DO OPERADOR DA RNT PARA A SUA CONCRETIZAÇÃO**

Página em branco

Projetos	Ficha	Total	Total 2021-2025	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	> 2025	Ano entrada em exploração
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	Ficha n.º 25	2 664 084 €	1 000 000 €	1 664 084 €	1 000 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	2021
Ligação ao PdE REN - Divor	Ficha n.º 34	1 735 500 €	1 207 450 €	528 050 €	1 207 450 €	- €	- €	- €	- €	- €	2021
Adaptação PDIFs Rede AT Inj Alto Mira	Ficha n.º 84	330 000 €	330 000 €	- €	- €	330 000 €	- €	- €	- €	- €	2022
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha n.º 27	2 734 200 €	1 981 359 €	752 841 €	1 200 000 €	781 359 €	- €	- €	- €	- €	2022
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Ficha n.º 103	2 864 033 €	2 161 960 €	702 073 €	1 373 654 €	788 306 €	- €	- €	- €	- €	2022
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Ficha n.º 46	3 006 100 €	3 006 100 €	- €	- €	- €	- €	500 000 €	2 506 100 €	- €	2025
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha n.º 47	2 511 000 €	929 900 €	- €	- €	- €	- €	- €	929 900 €	1 581 100 €	> 2025
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha n.º 49	2 075 000 €	650 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	650 000 €	1 425 000 €	> 2025
<b>Total</b>		<b>17 919 917 €</b>	<b>11 266 769 €</b>	<b>3 647 048 €</b>	<b>4 781 104 €</b>	<b>1 899 665 €</b>	<b>- €</b>	<b>500 000 €</b>	<b>4 086 000 €</b>	<b>3 006 100 €</b>	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

# **ANEXO F.2 – LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020**

Página em branco

Nome	N.º da Ficha	Valor total PDIRD-E 2020*	<2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2021 - 2025	Valor total PDIRD-E 2016*	Inv. em 2021 PDIRD-E 2016
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	-	46 000 000 €	-	10 000 000 €	9 000 000 €	9 000 000 €	9 000 000 €	9 000 000 €	-	43 300 000 €	43 300 000 €	13 500 000 €	2 700 000 €
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	-	3 205 622 €	-	205 622 €	750 000 €	750 000 €	750 000 €	750 000 €	-	505 622 €	505 622 €	11 980 000 €	2 700 000 €
Automatização e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 6	23 618 090 €	-	4 950 500 €	4 500 000 €	4 351 450 €	4 879 300 €	4 936 840 €	-	16 699 482 €	16 699 482 €	34 079 315 €	6 918 608 €
Beneficiárias Extraordinárias (Projetos não descritos individualmente)	-	5 615 385 €	-	1 000 000 €	1 153 846 €	1 153 846 €	1 153 846 €	1 153 846 €	-	4 615 385 €	4 615 385 €	5 400 000 €	1 000 000 €
Cabo subterrâneo AT Aeroporto-Metro-Cavalvas	Ficha n.º 63	1 950 300 €	-	390 060 €	585 090 €	975 150 €	-	-	-	79 700 €	79 700 €	1 870 600 €	467 650 €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista	Ficha n.º 64	2 639 400 €	2 058 754 €	-	-	-	-	-	-	0 €	0 €	2 639 400 €	0 €
Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul	Ficha n.º 65	2 080 000 €	412 000 €	618 000 €	1 030 000 €	-	-	-	-	0 €	0 €	2 080 000 €	515 000 €
Desenvolvimento de Rede (Projetos não descritos individualmente)	-	2 208 145 €	-	291 200 €	140 000 €	163 407 €	1 191 539 €	420 000 €	-	2 129 453 €	2 129 453 €	2 689 924 €	76 693 €
Ev. Aplicacional da Plat. Visualização e Operação Remota da RND (Projetos não desc. individual.)	Ficha n.º 14	2 000 000 €	-	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	-	1 600 000 €	1 600 000 €	2 000 000 €	400 000 €
Garantia N-1 às sedes de conceito (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	245 923 €	76 577 €	245 923 €	-	-	-	-	-	245 923 €	245 923 €	2 437 148 €	0 €
Instalação de DTC em Postos de transformação	Ficha n.º 166	38 007 704 €	-	7 394 477 €	11 244 477 €	11 894 477 €	4 283 466 €	3 190 807 €	-	31 169 256 €	31 169 256 €	46 510 167 €	6 838 449 €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	5 000 000 €	-	1 000 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	3 000 000 €	3 000 000 €	10 000 000 €	2 000 000 €
Investimento Inovador (Projetos não descritos individualmente)	-	4 750 000 €	-	750 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	3 750 000 €	3 750 000 €	5 000 000 €	1 000 000 €
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	88 579 556 €	-	17 439 205 €	17 888 682 €	17 750 556 €	17 750 556 €	17 750 556 €	-	68 818 181 €	68 818 181 €	85 727 871 €	19 761 375 €
Investimento Obrigatório (só eq. contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	6 500 000 €	-	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	-	2 900 000 €	2 900 000 €	18 000 000 €	3 600 000 €
Ligação ao PDE - V N Familiarção (fase 1)	Ficha n.º 25	2 664 084 €	1 664 084 €	1 000 000 €	-	-	-	-	-	1 003 584 €	1 003 584 €	1 630 500 €	0 €
Ligação ao PDE - V N Familiarção (fase 2)	Ficha n.º 27	2 734 200 €	-	1 200 000 €	781 359 €	-	-	-	-	515 200 €	515 200 €	2 219 000 €	1 283 850 €
Ligação ao PDE REN - Dvor	Ficha n.º 34	1 735 500 €	528 050 €	1 207 450 €	-	-	-	-	-	482 500 €	482 500 €	1 253 000 €	724 950 €
Ligações aos Operadores das Redes BT (Projetos não descritos individualmente)	-	10 000 000 €	-	2 000 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €	-	8 500 000 €	8 500 000 €	7 500 000 €	1 500 000 €
Linha AT Estremoz (REN)-Maranhão	Ficha n.º 103	2 864 033 €	702 073 €	1 373 654 €	788 306 €	-	-	-	-	2 114 133 €	2 114 133 €	749 900 €	0 €
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico (Projetos não descritos individualmente)	-	2 293 221 €	-	693 221 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	-	0 €	0 €	15 338 700 €	3 257 350 €
Melhoria redes MT de alimentação a pontos de entrega com pqr QST (Projetos não desc. individual.)	Ficha n.º 4	42 780 114 €	3 683 318 €	7 871 155 €	7 951 258 €	7 726 802 €	8 830 899 €	10 400 000 €	-	35 500 114 €	35 500 114 €	32 420 482 €	7 280 000 €
Nova saída MT da subestação de Candosa	Ficha n.º 56	570 730 €	234 768 €	335 962 €	-	-	-	-	-	68 230 €	68 230 €	502 500 €	0 €
Nova subestação AT/MT Caparide	Ficha n.º 32	3 628 893 €	-	-	-	-	1 776 729 €	1 813 134 €	-	0 €	0 €	3 801 874 €	2 585 448 €
Nova subestação AT/MT Pena (ex. Martim Moniz)	Ficha n.º 33	3 628 084 €	-	150 000 €	150 000 €	2 275 006 €	-	-	-	0 €	0 €	3 977 483 €	0 €
Programa de Investimento Corrente Urente (Projetos não descritos individualmente)	-	37 500 000 €	-	7 500 000 €	7 500 000 €	7 500 000 €	7 500 000 €	7 500 000 €	-	31 762 893 €	31 762 893 €	28 685 533 €	5 737 107 €
Projeto Localização de Defeitos	Ficha n.º 74	1 176 000 €	723 800 €	452 200 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	1 440 000 €	0 €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	-	6 500 000 €	-	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	1 300 000 €	-	5 224 039 €	5 224 039 €	6 379 806 €	1 275 961 €
Reabilitação da rede AT do Porto	Ficha n.º 118	3 392 500 €	1 391 600 €	2 000 900 €	-	-	-	-	-	766 750 €	766 750 €	2 625 750 €	0 €
Rede de Acesso Fase I	Ficha n.º 100	10 000 000 €	2 594 864 €	2 207 500 €	300 000 €	300 000 €	-	-	4 597 636 €	0 €	0 €	10 000 000 €	0 €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	2 596 840 €	-	126 346 €	151 574 €	278 920 €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	596 840 €	596 840 €	5 651 100 €	2 000 000 €
Reforço da rede 15kV da subestação de Pezões	Ficha n.º 59	232 510 €	232 510 €	500 500 €	-	-	-	-	-	85 989 €	85 989 €	647 390 €	0 €
Reforço da rede MT da subestação de Tondela	Ficha n.º 58	615 300 €	422 164 €	193 136 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	615 300 €	0 €
Renov SPCC da SE Telheiro	Ficha n.º 85	615 000 €	392 000 €	223 000 €	-	-	-	-	-	65 000 €	65 000 €	550 000 €	0 €
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Moita	Ficha n.º 143	2 301 500 €	1 035 675 €	626 124 €	639 701 €	-	-	-	-	1 541 500 €	1 265 825 €	760 000 €	570 000 €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha n.º 161	660 000 €	-	-	-	-	66 000 €	198 000 €	396 000 €	0 €	0 €	660 000 €	198 000 €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 23	3 400 000 €	-	620 000 €	620 000 €	620 000 €	620 000 €	920 000 €	-	2 900 000 €	2 900 000 €	2 500 000 €	500 000 €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha n.º 124	550 000 €	-	-	385 000 €	165 000 €	-	-	-	0 €	0 €	550 000 €	137 500 €
Renovação do andar AT da SE Entonamento	Ficha n.º 136	590 000 €	-	-	295 000 €	295 000 €	-	-	-	40 000 €	40 000 €	550 000 €	302 500 €
Renovação do Andar AT da SE Guimarães	Ficha n.º 110	2 638 893 €	2 518 657 €	120 236 €	-	-	-	-	-	598 893 €	120 236 €	2 040 000 €	0 €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha n.º 111	2 014 000 €	-	609 184 €	1 107 700 €	906 300 €	-	-	-	274 000 €	274 000 €	1 740 000 €	435 000 €
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda - Fase 1	Ficha n.º 151	725 000 €	290 000 €	435 000 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	1 117 000 €	517 075 €
Renovação do Andar MT da SE Bustos	Ficha n.º 125	1 130 000 €	282 500 €	847 500 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	1 130 000 €	847 500 €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Ficha n.º 126	1 475 000 €	-	-	-	1 106 600 €	368 400 €	-	-	0 €	0 €	1 475 000 €	368 750 €
Renovação do Andar MT da SE Fafe	Ficha n.º 113	1 400 000 €	-	-	-	-	400 000 €	980 000 €	-	400 000 €	400 000 €	1 000 000 €	675 000 €
Renovação do andar MT da SE Laranjeiro	Ficha n.º 153	880 000 €	220 000 €	660 000 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	880 000 €	660 000 €
Renovação do andar MT da SE Terrá	Ficha n.º 154	540 000 €	162 000 €	378 000 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	545 000 €	177 125 €
Renovação do SPCC da subestação da Boavista	Ficha n.º 78	586 000 €	216 207 €	369 793 €	-	-	-	-	-	26 000 €	26 000 €	560 000 €	0 €
Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira	Ficha n.º 80	937 000 €	-	609 184 €	327 816 €	-	-	-	-	337 000 €	337 000 €	690 000 €	420 000 €
Renovação do SPCC da subestação das Antas	Ficha n.º 79	300 000 €	411 888 €	388 112 €	-	-	-	-	-	35 000 €	35 000 €	785 000 €	0 €
Renovação dos cabos AT entre a SE Antas e a SE Campo 24 Agosto	Ficha n.º 127	2 252 200 €	1 013 490 €	1 238 710 €	-	-	-	-	-	337 200 €	337 200 €	1 915 000 €	0 €
Renovação e Reabilitação de Activos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	18 436 490 €	-	2 879 852 €	2 376 161 €	3 520 268 €	3 488 463 €	6 171 746 €	-	13 520 814 €	13 520 814 €	27 818 205 €	4 915 676 €
Renovação SPCC da subestação de Paranhos	Ficha n.º 80	550 000 €	471 570 €	78 430 €	-	-	-	-	-	0 €	0 €	675 000 €	0 €
Renov. Tecnológica hardware da Plat. de Visualização e Op. Remota da RND (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 17	2 000 000 €	-	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	-	1 600 000 €	1 600 000 €	2 000 000 €	400 000 €
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. E Telecomunicações (Projetos não descritos individualmente)	-	1 607 500 €	-	567 500 €	325 000 €	75 000 €	175 000 €	465 000 €	-	0 €	0 €	3 000 000 €	2 200 000 €
Substituição de SPCC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 10	5 489 768 €	-	512 525 €	-	1 173 000 €	1 657 244 €	2 127 000 €	-	3 851 048 €	3 851 048 €	3 603 920 €	1 618 720 €
<b>Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 e previstos no PDIRD-E 2016</b>		<b>419 270 003 €</b>	<b>23 544 450 €</b>	<b>87 631 630 €</b>	<b>77 790 971 €</b>	<b>79 780 783 €</b>	<b>72 771 443 €</b>	<b>76 576 929 €</b>	<b>4 993 630 €</b>	<b>290 949 293 €</b>	<b>290 949 293 €</b>	<b>424 917 569 €</b>	<b>83 619 287 €</b>
ADMIS - Advanced Distribution Management Systems	Ficha n.º 165	750 000 €	500 000 €	250 000 €	-	-	-	-	-	750 000 €	750 000 €	250 000 €	-
Alimentação AT da SE Amarané	Ficha n.º 102	781 200 €	-	60 120 €	721 080 €	-	-	-	-	781 200 €	781 200 €	-	-
Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 8	1 052 250 €	-	210 450 €	210 450 €	210 450 €	210 450 €	210 450 €	-	1 052 250 €	1 052 250 €	-	-
Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 12	2 000 000 €	-	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	-	2 000 000 €	2 000 000 €	-	-
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito (Projetos não desc. Individual.)	Ficha n.º 19	8 504 835 €	2 533 366 €	1 299 500 €	466 451 €	838 885 €	2 400 000 €	3 500 000 €	3 800 000 €	8 504 835 €	8 504 835 €	-	-
Estudo rede AT/MT SE S Julião e VilaRobim	Ficha n.º 129	1 488 392 €	669 777 €	818 615 €	-	-	-	-	-	1 488 392 €	1 488 392 €	818 615 €	-
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	1 550 000 €	-	100 000 €	250 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	-	1 550 000 €	1 550 000 €	-	-
Fixação Anti-Sísmica de TP (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 9	1 447 750 €	-	289 550 €	289 550 €	289 550 €	289 550 €	289 550 €	-	1 447 750 €	1 447 750 €	-	-
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	Ficha n.º 55	423 500 €	42 350 €	381 150 €	-	-	-	-	-	423 500 €	423 50		

Nome	N.º da Ficha	Valor total PDIRD-E 2020*	<2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2021 - 2025	Valor total PDIRD-E 2016*	Inv. em 2021 PDIRD-E 2016
Renovação do andar 30 kV da SE Bragança	Ficha n.º 108	1 542 000 €	- €	- €	- €	- €	925 200 €	616 800 €	- €	1 542 000 €	1 542 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Abufeira	Ficha n.º 158	1 288 000 €	- €	- €	- €	386 400 €	901 600 €	- €	- €	1 288 000 €	1 288 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	Ficha n.º 148	2 300 000 €	1 035 000 €	854 867 €	410 133 €	- €	- €	- €	- €	2 300 000 €	1 265 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Fonte Boa	Ficha n.º 109	1 000 000 €	- €	- €	- €	- €	675 000 €	325 000 €	- €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha n.º 138	700 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	175 000 €	525 000 €	700 000 €	175 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Pombal	Ficha n.º 139	560 000 €	- €	- €	420 000 €	140 000 €	- €	- €	- €	560 000 €	560 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha n.º 132	590 000 €	- €	- €	295 000 €	295 000 €	- €	- €	- €	590 000 €	590 000 €	-	-
Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda-Fase 2	Ficha n.º 152	497 805 €	- €	199 042 €	298 563 €	- €	- €	- €	- €	497 805 €	497 805 €	-	-
Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso	Ficha n.º 112	725 000 €	409 655 €	315 345 €	- €	- €	- €	- €	- €	725 000 €	125 000 €	-	-
Renovação do SPCC da subestação Varosa	Ficha n.º 77	507 500 €	- €	304 500 €	203 000 €	- €	- €	- €	- €	507 500 €	507 500 €	-	-
Renovação do SPCC do PC Fanhões	Ficha n.º 91	970 000 €	- €	582 000 €	388 000 €	- €	- €	- €	- €	970 000 €	970 000 €	-	-
Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 22	5 500 000 €	- €	1 100 000 €	1 100 000 €	1 100 000 €	1 100 000 €	1 100 000 €	- €	5 500 000 €	5 500 000 €	-	-
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 24	1 275 000 €	- €	425 000 €	425 000 €	425 000 €	- €	- €	- €	1 275 000 €	1 275 000 €	-	-
<b>Investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020, previstos no PDIRD-E 2016 e não previstos no PDIRD-E 2016</b>		<b>65 336 698 €</b>	<b>6 733 082 €</b>	<b>13 085 648 €</b>	<b>9 833 908 €</b>	<b>9 761 002 €</b>	<b>10 839 945 €</b>	<b>14 114 580 €</b>	<b>7 301 900 €</b>	<b>64 736 698 €</b>	<b>57 444 737 €</b>	-	-
Adaptação PDIFs Rede AT Inj Alto Mira	Ficha n.º 84	330 000 €	- €	- €	330 000 €	- €	- €	- €	- €	330 000 €	330 000 €	-	-
ADMS (Fase II e Infraestrutura - Postos AT/MT)	Ficha n.º 97	6 835 000 €	- €	- €	1 725 000 €	1 575 000 €	1 775 000 €	1 760 000 €	- €	6 835 000 €	6 835 000 €	-	-
Aumento de potência na SE Estremoz	Ficha n.º 42	500 000 €	- €	500 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	500 000 €	500 000 €	-	-
Aumento de potência na SE Moura	Ficha n.º 43	1 300 000 €	- €	- €	- €	762 800 €	537 400 €	- €	- €	1 300 000 €	1 300 000 €	-	-
Aumento de potência na SE Porteirinhos	Ficha n.º 44	1 000 000 €	- €	300 000 €	700 000 €	- €	- €	- €	- €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	-
Aumento de potência na SE Valpaços	Ficha n.º 36	900 000 €	- €	270 000 €	630 000 €	- €	- €	- €	- €	900 000 €	900 000 €	-	-
Business/Operation Support Systems (B/OSS)	Ficha n.º 11	1 000 000 €	- €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	- €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	-
Evolução Aplicacional Cibersegurança	Ficha n.º 13	600 000 €	- €	- €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	- €	600 000 €	600 000 €	-	-
Feixes Hertizianos / Alteração de Faixa de Frequências	Ficha n.º 16	2 750 000 €	- €	500 000 €	750 000 €	500 000 €	500 000 €	500 000 €	- €	2 750 000 €	2 750 000 €	-	-
Instalação do SPCC na SE Norte	Ficha n.º 93	1 055 000 €	- €	- €	522 244 €	532 756 €	- €	- €	- €	1 055 000 €	1 055 000 €	-	-
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Ficha n.º 98	3 750 000 €	- €	- €	- €	300 000 €	300 000 €	300 000 €	2 850 000 €	3 750 000 €	900 000 €	-	-
Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia	Ficha n.º 66	903 100 €	- €	- €	- €	541 860 €	- €	- €	- €	903 100 €	903 100 €	-	-
Modif LN60 Carriche-Arrosa-Qi Caldera	Ficha n.º 72	4 424 900 €	- €	- €	1 276 835 €	700 342 €	2 447 722 €	- €	- €	4 424 900 €	4 424 900 €	-	-
Modif LN60 Coaña-Ci Barreiro e Barreiro	Ficha n.º 73	2 323 700 €	- €	- €	- €	- €	573 451 €	1 750 249 €	- €	2 323 700 €	2 323 700 €	-	-
Modif LN60 Custóias-PC/Circunvalação I II	Ficha n.º 67	2 628 700 €	- €	- €	- €	630 776 €	1 997 924 €	- €	- €	2 628 700 €	2 628 700 €	-	-
Modif LN60 Vermoim-Custóias-Amieira	Ficha n.º 68	4 470 340 €	- €	- €	- €	894 068 €	2 254 560 €	1 321 712 €	- €	4 470 340 €	3 148 628 €	-	-
Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena	Ficha n.º 69	5 890 430 €	- €	- €	- €	- €	1 995 952 €	3 894 478 €	- €	5 890 430 €	1 995 952 €	-	-
Modif LN60 Vermoim-Maia I e II	Ficha n.º 70	3 000 300 €	- €	- €	- €	- €	- €	1 200 120 €	1 800 180 €	3 000 300 €	1 200 120 €	-	-
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	Ficha n.º 71	1 274 900 €	- €	- €	- €	573 705 €	701 195 €	- €	- €	1 274 900 €	1 274 900 €	-	-
Nova LN60 Estremoz(REN)-Aronches	Ficha n.º 45	4 970 000 €	- €	- €	- €	217 000 €	811 600 €	3 941 400 €	- €	4 970 000 €	4 970 000 €	-	-
Nova Saída 15 kV da SE Olenos	Ficha n.º 57	509 900 €	- €	- €	- €	- €	361 240 €	362 330 €	- €	509 900 €	509 900 €	-	-
Nova Saída 30 kV da SE Alijastre	Ficha n.º 60	606 630 €	- €	- €	233 652 €	372 978 €	- €	- €	- €	606 630 €	606 630 €	-	-
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Ficha n.º 31	4 609 906 €	- €	- €	- €	- €	- €	648 514 €	3 961 392 €	4 609 906 €	648 514 €	-	-
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Ficha n.º 28	2 024 018 €	- €	- €	- €	- €	581 732 €	1 442 286 €	- €	2 024 018 €	2 024 018 €	-	-
Nova SE 60/15 kV Portelas	Ficha n.º 61	3 127 471 €	- €	- €	600 000 €	1 200 000 €	1 327 471 €	- €	- €	3 127 471 €	3 127 471 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha n.º 47	2 511 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	929 900 €	1 581 100 €	2 511 000 €	929 900 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Louzal	Ficha n.º 48	1 906 000 €	- €	- €	500 000 €	1 406 000 €	- €	- €	- €	1 906 000 €	1 906 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha n.º 49	2 075 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	650 000 €	1 425 000 €	2 075 000 €	650 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Portel	Ficha n.º 50	1 924 000 €	- €	- €	500 000 €	1 424 000 €	- €	- €	- €	1 924 000 €	1 924 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Santo Estêvão	Ficha n.º 39	4 126 000 €	- €	- €	- €	702 000 €	3 424 000 €	- €	- €	4 126 000 €	4 126 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Sines	Ficha n.º 51	1 200 000 €	- €	700 000 €	500 000 €	- €	- €	- €	- €	1 200 000 €	1 200 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Sousel	Ficha n.º 40	3 127 000 €	- €	- €	- €	500 000 €	2 627 000 €	- €	- €	3 127 000 €	3 127 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Ficha n.º 37	1 900 000 €	- €	- €	- €	400 000 €	1 500 000 €	- €	- €	1 900 000 €	1 900 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Ficha n.º 41	2 300 000 €	- €	- €	- €	500 000 €	1 800 000 €	- €	- €	2 300 000 €	2 300 000 €	-	-
Nova SE 60/30 kV em Santo André	Ficha n.º 46	3 006 100 €	- €	- €	- €	- €	500 000 €	2 506 100 €	- €	3 006 100 €	3 006 100 €	-	-
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	Ficha n.º 38	4 572 600 €	- €	- €	- €	- €	- €	572 600 €	4 100 000 €	4 572 600 €	572 600 €	-	-
Nova SE Mantegás e LAT Sabugueiro-Dest	Ficha n.º 163	2 430 165 €	- €	200 000 €	669 050 €	1 561 116 €	- €	- €	- €	2 430 165 €	2 430 165 €	-	-
Plataforma IoT	Ficha n.º 101	2 000 000 €	- €	525 000 €	250 000 €	500 000 €	500 000 €	225 000 €	- €	2 000 000 €	2 000 000 €	-	-
Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT	Ficha n.º 99	1 000 000 €	- €	- €	250 000 €	250 000 €	250 000 €	250 000 €	- €	1 000 000 €	1 000 000 €	-	-
Reforço Eixo LN60 F.Aleitejo (REN)-Beja	Ficha n.º 52	6 898 000 €	- €	819 800 €	2 136 000 €	3 942 200 €	- €	- €	- €	6 898 000 €	6 898 000 €	-	-
Reforço LN60 Portimão(REN) - Porto Lagos	Ficha n.º 53	567 400 €	- €	567 400 €	- €	- €	- €	- €	- €	567 400 €	567 400 €	-	-
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Ficha n.º 54	2 320 000 €	- €	639 800 €	1 034 000 €	646 200 €	- €	- €	- €	2 320 000 €	2 320 000 €	-	-
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola	Ficha n.º 35	1 289 226 €	- €	- €	- €	- €	1 000 000 €	289 226 €	- €	1 289 226 €	1 289 226 €	-	-
Remodelação Andar AT da SE Celorico	Ficha n.º 130	1 000 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	250 000 €	750 000 €	1 000 000 €	250 000 €	-	-
Remodelação do andar AT da SE Antas	Ficha n.º 119	515 000 €	231 750 €	283 250 €	- €	- €	- €	- €	- €	515 000 €	283 250 €	-	-
Renov SPCC SE Almerim	Ficha n.º 82	870 000 €	57 649 €	487 410 €	324 940 €	- €	- €	- €	- €	870 000 €	812 351 €	-	-
Renovação andar 15 kV SE Felsoa	Ficha n.º 104	1 000 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	572 074 €	427 926 €	1 000 000 €	572 074 €	-	-
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Ficha n.º 120	1 006 500 €	- €	- €	- €	- €	- €	603 900 €	402 600 €	1 006 500 €	603 900 €	-	-
Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo	Ficha n.º 164	1 185 000 €	- €	355 500 €	829 500 €	- €	- €	- €	- €	1 185 000 €	1 185 000 €	-	-
Renovação de disjuntores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 20	1 450 000 €	- €	100 000 €	100 000 €	250 000 €	500 000 €	500 000 €	- €	1 450 000 €	1 450 000 €	-	-
Renovação de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 21	11 700 000 €	- €	- €	- €	- €	4 500 000 €	7 200 000 €	- €	11 700 000 €	11 700 000 €	-	-
Renovação do andar 10 kV da SE Vendas Nova (AMD)	Ficha n.º 145	1 255 000 €	- €	- €	439 250 €	815 750 €	- €	- €	- €	1 255 000 €	1 255 000 €	-	-
Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova	Ficha n.º 156	610 000 €	- €	- €	324 000 €	286 000 €	- €	- €	- €	610 000 €	610 000 €	-	-
Renovação do andar 15 kV da SE Mosteiro	Ficha n.º 122	1 387 000 €	- €	- €	- €	554 800 €	323 000 €	832 200 €	- €	1 387 000 €	1 387 000 €	-	-
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande	Ficha n.º 137	1 200 000 €	- €	- €	360 000 €	840 000 €	- €	- €	- €	1 200 000 €	1 200 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Quimindaro	Ficha n.º 149	545 000 €	- €	- €	163 500 €	381 500 €	- €	- €	- €	545 000 €	545 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Ficha n.º 140	800 000 €	- €	- €	360 000 €	440 000 €	- €	- €	- €	800 000 €	800 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV da SE Vila do Conde	Ficha n.º 123	700 000 €	- €	- €	315 000 €	385 000 €	- €	- €	- €	700 000 €	700 000 €	-	-
Renovação do andar 60 kV do PC Piedade	Ficha n.º 150												



Nome	N.º da Ficha	Valor total PDIRD-E 2020 <sup>a</sup>	<2021	2021	2022	2023	2024	2025	>2025	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2021 - 2025	Valor total PDIRD-E 2016 <sup>b</sup>	Inv. em 2021 PDIRD-E 2016
Reserva Operacional de Transformadores AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	4 050 000 €	- €	450 000 €	450 000 €	450 000 €	1 350 000 €	1 350 000 €	- €	4 050 000 €	4 050 000 €	-	-
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	Ficha n.º 128	943 518 €	424 583 €	518 935 €	- €	- €	- €	- €	- €	943 518 €	518 935 €	-	-
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	Ficha n.º 18	2 000 000 €	- €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	400 000 €	- €	2 000 000 €	2 000 000 €	-	-
<b>Investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2020 não previstos no PDIRD-E 2016 e no PDIRD-E 2018</b>		<b>152 326 494 €</b>	<b>1 236 358 €</b>	<b>10 266 344 €</b>	<b>20 038 963 €</b>	<b>26 518 678 €</b>	<b>32 848 064 €</b>	<b>38 903 700 €</b>	<b>22 514 388 €</b>	<b>152 326 494 €</b>	<b>128 575 748 €</b>	-	-
<b>Total</b>		<b>636 933 197 €</b>	<b>31 513 890 €</b>	<b>110 983 682 €</b>	<b>107 663 841 €</b>	<b>116 060 462 €</b>	<b>116 399 451 €</b>	<b>129 595 209 €</b>	<b>34 809 924 €</b>	<b>508 012 921 €</b>	<b>476 182 298 €</b>	-	-

Notas:

- Os valores indicados referem-se a investimento específico a custos primários.

<sup>a</sup> O Valor Total refere-se ao valor total do projeto, no caso de projetos individuais, e ao investimento total no período do PDIRD respetivo, no caso dos grupos de projetos não descritos individualmente

<sup>b</sup> Projeto incluído em anteriores PDIRD-E, nos projetos não descritos individualmente

<sup>c</sup> Projeto aprovado no PDIRD-E 2014 pelo valor de 600k€

Página em branco

# **ANEXO F.3 – LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020**

Página em branco

Nome	Programa Investimento	Subprograma	Total	PDIRD-E 2016	PDIRD-E 2018	PDIRD-E 2020	Nº Ficha	Justificação para não inclusão no PDIRD-E 2020
Nova Subestação AT/MT em Gondifelos	Desenvolvimento de Rede		2 817 240 €	Ficha nº 19	Retirado	Retirado	Ficha R1	Novos indicadores económicos, resultantes de redução de cargas e reforços de potência devido ao aparecimento de uma nova Central de Biomassa na zona, não justificam o investimento previsto.
Projeto Linha AT Turiz – Amares	Desenvolvimento de Rede		1 963 000 €	Ficha n.º 20	Ficha n.º 78	Retirado	Ficha R2	Necessidade de adaptação do projeto à nova legislação conduziu a um elevado investimento, não se traduzindo em valia económica, pelo que foi retirado deste Plano.
Reforço de potência na SE 60/15kV Sousa	Desenvolvimento de Rede		1 110 000 €	Ficha n.º 21	Retirado	Retirado	Ficha R3	Da revisão da previsão dos consumos para os concelhos de Vizela e Felgueiras conclui-se que não se justifica o reforço de potência desta SE no período do presente PDIRD.
Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	534 100 €	Ficha n.º 24	Retirado	Retirado	Ficha R4	Perdeu racionalidade atendendo à execução prevista do projeto "Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras" (Ficha nº 55).
Reforço da linha AT Rio Maior (REN)-Turquel	Redução de Perdas Técnicas AT/MT		1 599 000 €	Ficha n.º 49	Retirado	Retirado	Ficha R5	Diminuição das pontas e das taxas de evolução de consumos, em conjunto com o aumento dos Custos Totais, resultam num pior resultado económico do que para o PDIRD-E 2016.
Ligação ao PdE REN- Pegões	Desenvolvimento de Rede		577 000 €	Ficha n.º 57	Retirado	Retirado	Ficha R6	Projeto retirado do PDIRT 2018-2027 (REN).

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários

Página em branco

**ANEXO F.4 – FICHAS DOS  
INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS  
PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E  
NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E  
2020**

Página em branco



**Ficha R1 - Projeto Nova Subestação AT/MT em Gondifelos**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila Nova de Famalicão, Barcelos, Póvoa de Varzim

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 19	Retirado	Retirado

**Justificação**

Com a instalação da Central de Biomassa de Corga de Fradelos, com 11MVA de potência de ligação na SE Lousado, houve um reforço de potência na zona resolvendo alguns constrangimentos que justificavam a construção da SE Gondifelos (quedas de tensão na zona de Fradelos e falta de reserva N-1 às saídas LN LDO–Famalicão, LN LDO–Transfradelos, LN BRZ-Rio Mau, LN RQU–Famalicão II). Aliado a isto verifica-se uma redução do nível de cargas e do crescimento previsto dos consumos, resultando em indicadores económicos que não justificam o investimento previsto.



**Ficha R2 - Projeto Linha AT Turiz – Amares**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Vila Verde, Amares

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 20	Ficha n.º 78	Retirado

Justificação

Necessidade de adaptação do projeto à nova legislação (Decreto-Lei n.º 11/2018) relativa ao estabelecimento de linhas aéreas AT conduziu a um elevado investimento, não se traduzindo em valia económica, pelo que foi retirado deste Plano.



**Ficha R3 - Projeto Reforço de potência na SE 60/15kV Sousa**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Felgueiras, Guimarães, Vizela

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 21	Retirado	Retirado

Justificação

Da revisão da previsão dos consumos para os concelhos de Vizela e Felgueiras conclui-se que não se justifica o reforço de potência desta SE no período do presente PDIRD.



**Ficha R4 - Projeto Reforço da rede MT da subestação de Felgueiras**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST  
**Concelhos:** Felgueiras

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 24	Retirado	Retirado

**Justificação**

Perdeu racionalidade atendendo à execução prevista do projeto "Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras" (Ficha nº 55). Assim, prevê-se o seu adiamento para além do período deste Plano, uma vez que já está previsto no projeto "Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras" uma nova saída da SE Felgueiras, que irá dividir a carga da LN Felgueiras - Zona Industrial.





**Ficha R5 - Projeto Reforço da linha AT Rio Maior (REN)-Turquel**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Redução de Perdas Técnicas AT/MT  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Alcobaça, Rio Maior

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 49	Retirado	Retirado

Justificação

Foi identificada nova alternativa mais vantajosa de desenvolvimento da rede 10kV alimentada pela SE Torres Vedras Sul 60/10 em detrimento do investimento na SE Torres Vedras 30/10.



**Ficha R6 - Projeto Ligação ao PdE REN- Pegões**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:**

**Concelhos:** Montijo

PDIRD-E	2016	2018	2020
Incluído	Ficha n.º 57	Retirado	Retirado

Justificação

Projeto retirado do PDIRT 2018-2027 (REN).



**ANEXO F.5 – LISTA DOS  
INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS  
INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2020  
ALVO DE PROCESSO DE  
AUTORIZAÇÃO ANTECIPADA**

Página em branco

Nome	Valor total PDIRD-E 2020 <sup>a</sup> (custos primários)	Valor 2021 PDIRD-E 2020 (custos primários)	Valor total PDIRD-E 2020 <sup>ab</sup> (custos totais)	Valor 2021 PDIRD-E 2020 <sup>b</sup> (custos totais)	Observações
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	46 000 000 €	10 000 000 €	70 840 000 €	15 400 000 €	Investimento em 2021 alvo de processo de autorização antecipada
ADMS - Advanced Distribution Management Systems	750 000 €	250 000 €	1 095 000 €	365 000 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito	12 700 000 €	2 000 000 €	20 137 615 €	3 165 695 €	Investimento em 2021 alvo de processo de autorização antecipada
Estudo rede AT/MT SE SJulião e VilaRobim	1 488 392 €	818 615 €	2 351 659 €	1 293 412 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Nova Saída 15 kV da SE Felgueiras	423 500 €	381 150 €	662 990 €	596 691 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	3 205 239 €	758 050 €	5 114 711 €	1 209 647 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Nova SE 60/30 kV em Grândola	2 792 213 €	2 039 679 €	4 455 029 €	3 254 347 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renov SPCC SE Almeirim	870 000 €	487 410 €	1 270 200 €	711 619 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renov SPCC SE Central Tejo	840 000 €	453 600 €	1 226 400 €	662 256 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renov SPCC SE Felgueiras	504 000 €	453 600 €	795 700 €	716 130 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renov SPCC SE Moscavide	985 000 €	557 400 €	1 438 100 €	813 804 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renov SPCC SE Sobreda	500 000 €	300 000 €	730 000 €	438 000 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renovação andar 60 e 15 kV da SE Moita	2 301 500 €	626 124 €	3 552 490 €	966 456 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão	2 300 000 €	854 867 €	3 488 800 €	1 296 722 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renovação do SPCC da subestação Varosa	507 500 €	304 500 €	740 950 €	444 570 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Renovação do SPCC do PC Fanhões	970 000 €	582 000 €	1 416 200 €	849 720 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Reserva Operacional de Transformadores AT/MT	4 050 000 €	450 000 €	6 399 000 €	711 000 €	Investimento em 2021 alvo de processo de autorização antecipada
SE AT/MT Espinho-Remodelação de Andar MT	943 518 €	518 935 €	1 490 759 €	819 917 €	Projeto alvo de processo de autorização antecipada
Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias	5 500 000 €	1 100 000 €	8 470 000 €	1 694 000 €	Investimento em 2021 alvo de processo de autorização antecipada
Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	1 275 000 €	425 000 €	1 969 724 €	659 077 €	Investimento em 2021 alvo de processo de autorização antecipada

## Notas:

Dados de fevereiro de 2021.

<sup>a</sup> O Valor Total refere-se ao valor total do projeto, no caso de projetos individuais, e ao investimento total no período do PDIRD respetivo, no caso dos grupos de projetos não descritos individualmente.

<sup>b</sup> Os custos totais consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

Página em branco



# **ANEXO G – RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS**

Página em branco

No Anexo G são apresentados os investimentos não específicos incluídos nesta proposta final do PDIR-E 2020.

Projetos	Total	Total 2021-2025	< 2021	2021	2022	2023	2024	2025	> 2025	Programa Investimento	Subprograma de Investimento	Ficha n.º	
ADMS	893.785 €	893.785 €	- €	- €	255.367 €	255.367 €	255.367 €	255.367 €	127.684 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 13 (INE)
Analytics 4 Distribution (Projetos não descritos individualmente)	2.400.450 €	2.400.450 €	- €	306.440 €	357.514 €	310.736 €	361.807 €	683.954 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Analytics 4 Distribution	Ficha n.º 11 (INE)
Aquisições Diretas (Projetos não descritos individualmente)	1.087.200 €	1.087.200 €	- €	307.290 €	246.464 €	177.812 €	177.812 €	177.812 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Aquisições Diretas	Ficha n.º 2 (INE)
Assets (Projetos não descritos individualmente)	4.806.007 €	4.806.007 €	- €	893.785 €	812.067 €	1.026.575 €	1.026.575 €	1.047.005 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 3 (INE)
B/CSS	383.051 €	383.051 €	- €	- €	102.147 €	178.757 €	- €	51.073 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Outros projetos não enquadrados em Sub-programas	Ficha n.º 14 (INE)
ClearSky - Assets	709.920 €	587.344 €	122.576 €	280.904 €	153.220 €	153.220 €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 15 (INE)
ClearSky - Data Hub	612.881 €	357.514 €	255.367 €	357.514 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º 15 (INE)
ClearSky - Network Operations	1.537.309 €	1.251.298 €	286.011 €	510.736 €	383.051 €	357.514 €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 15 (INE)
Data Hub (Projetos não descritos individualmente)	2.487.275 €	2.487.275 €	- €	851.830 €	702.250 €	387.729 €	387.729 €	387.729 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º 4 (INE)
DataCenter Automation & DR	357.514 €	357.514 €	- €	102.147 €	153.220 €	76.610 €	25.537 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Outros projetos não enquadrados em Sub-programas	Ficha n.º 16 (INE)
Digital Efficiency (Projetos não descritos individualmente)	1.141.491 €	1.141.491 €	- €	319.209 €	255.367 €	188.972 €	188.972 €	188.972 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Efficiency	Ficha n.º 5 (INE)
Digital Energy Center	10.214.691 €	10.214.691 €	- €	- €	1.276.835 €	3.192.088 €	5.745.758 €	- €	- €	- €	Edifícios e Outras Construções		Ficha n.º 19 (INE)
Digital Platforms (Projetos não descritos individualmente)	2.757.964 €	2.757.964 €	- €	459.661 €	459.661 €	587.344 €	587.344 €	663.954 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Platforms	Ficha n.º 6 (INE)
Edifícios e Outras Construções (Projetos não descritos individualmente)	9.191.634 €	9.191.634 €	- €	1.787.569 €	1.812.595 €	1.837.971 €	1.863.703 €	1.889.795 €	- €	- €	Edifícios e Outras Construções		Ficha n.º 17 (INE)
Equipamentos de Transporte (Projetos não descritos individualmente)	12.784.253 €	12.784.253 €	- €	2.589.145 €	2.488.062 €	2.493.816 €	2.580.932 €	2.632.497 €	- €	- €	Equipamentos de Transporte		Ficha n.º 17 (INE)
Evolução da Arquitetura	459.661 €	459.661 €	- €	153.220 €	153.220 €	102.147 €	51.073 €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Outros projetos não enquadrados em Sub-programas	Ficha n.º 17 (INE)
Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes - Markets	194.079 €	91.932 €	102.147 €	91.932 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 18 (INE)
Evolução da infraestrutura de SI de suporte às redes inteligentes - Smart grids	795.101 €	795.101 €	- €	357.514 €	408.587 €	- €	- €	- €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Smart grids	Ficha n.º 18 (INE)
Field Services (Projetos não descritos individualmente)	4.678.324 €	4.678.324 €	- €	725.242 €	663.954 €	653.740 €	1.368.767 €	1.269.620 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Field Services	Ficha n.º 7 (INE)
Markets (Projetos não descritos individualmente)	8.319.858 €	8.319.858 €	- €	1.738.496 €	1.230.869 €	1.654.778 €	1.807.999 €	1.889.716 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 8 (INE)
Network Operations (Projetos não descritos individualmente)	6.077.735 €	6.077.735 €	- €	1.229.765 €	1.481.129 €	1.532.202 €	1.919.321 €	919.321 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 8 (INE)
Outros (Projetos não descritos individualmente)	5.168.208 €	5.168.208 €	- €	1.005.100 €	1.019.177 €	1.033.445 €	1.047.914 €	1.082.585 €	- €	- €	Outros		Ficha n.º 12 (INE)
Plataformas, Segurança e Risco (Projetos não descritos individualmente)	1.174.688 €	1.174.688 €	- €	204.294 €	204.294 €	357.514 €	255.367 €	153.220 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 10 (INE)
Selfcare & Channels (Projetos não descritos individualmente)	3.409.150 €	3.409.150 €	- €	781.423 €	656.293 €	643.525 €	683.954 €	683.954 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Selfcare & Channels	Ficha n.º 11 (INE)
Smartgrids (Projetos não descritos individualmente)	2.931.613 €	2.931.613 €	- €	403.480 €	536.271 €	612.881 €	689.491 €	689.491 €	- €	- €	Sistemas Informáticos	Smartgrids	Ficha n.º 12 (INE)
<b>Total</b>	<b>84.544.848 €</b>	<b>83.778.747 €</b>	<b>766.101 €</b>	<b>15.280.705 €</b>	<b>15.811.624 €</b>	<b>17.994.541 €</b>	<b>20.236.495 €</b>	<b>14.455.382 €</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>			

NOTA: Valores de investimento não específico a custos primários

Página em branco

# **ANEXO H – ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO (SUMÁRIOS EXECUTIVOS)**

**Anexo H.1 – Avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 na economia portuguesa**

**Anexo H.2 – Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios**

**Anexo H.3 – Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2020**

**Anexo H.4 – Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT**

**Anexo H.5 – PATH - Predicting Transformer Health (Atualização)**

**Anexo H.6 – Renovação de Ativos AT e MT - Sistemas de Alimentação em Corrente contínua (SACC)**

**Anexo H.7 – Projeto Piloto do Louriçal – Relatório de Implementação e Resultados**

Página em branco

# **ANEXO H.1 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NA ECONOMIA PORTUGUESA**

Página em branco





LISBON  
SCHOOL OF  
ECONOMICS &  
MANAGEMENT  
UNIVERSIDADE DE LISBOA

# AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NA ECONOMIA PORTUGUESA

Relatório Final

fevereiro de 2021

## Nota introdutória

### O estudo

Nos termos do Artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) – a E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. – deve apresentar a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD) à DGEG e à ERSE até ao final de abril de cada ano par -, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Nesse enquadramento, a E-REDES, enquanto operador da RND, apresentou, em 2020, à DGEG e à ERSE uma proposta de PDIRD, o PDIRD-E 2020, cuja aprovação compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT, e após discussão na Assembleia da República.

Pretendendo obter, no quadro da preparação do PDIRD-E 2020, uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, respondendo também às sugestões efetuadas pela ERSE a propósito do PDIRD-E 2018, entendeu a E-REDES fazer acompanhar a proposta de PDIRD-E 2020 de um estudo de avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos, elaborado em colaboração com uma instituição científica, tendo sido solicitado a uma equipa do ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, a realização do presente trabalho, elaborado com total autonomia científica e técnica.

Os resultados apresentados refletem a análise e opinião dos seus autores e não necessariamente a da instituição ISEG.

### Os objetivos

Tendo em vista efetuar uma avaliação dos impactos económicos do PDIRD-E 2020, a realização do estudo envolveu:

- a) A realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países, dando particular atenção, sempre que possível, aos níveis de reposição e de novo investimento;
- b) A avaliação dos efeitos económicos associados ao PDIRD-E 2020.

Especificamente no que respeita aos investimentos do PDIRD-E 2020 a análise envolveu:

- Determinar o valor económico criado nos setores de atividade em Portugal para cada um dos anos dos projetos do PDIRD-E 2020 (período 2021-2025).
- Apurar o impacto dos projetos do PDIRD-E 2020 (período 2021-2025) no Valor Acrescentado Bruto na economia portuguesa e acréscimo do PIB em cada ano.
- Calcular o impacto dos projetos do PDIRD-E 2020 (2021-2025) no emprego em Portugal em cada ano.
- Apresentar outros benefícios socioeconómicos do PDIRD-E 2020.

## A metodologia

No que respeita aos impactos económicos do PDIRD-E 2020, a metodologia utilizada para a avaliação dos mesmos tem em consideração que o PDIRD-E 2020 envolverá um conjunto de investimentos.

O estudo analisa os efeitos económicos que decorreriam da sua implementação com a utilização da metodologia *input-output*.

Com recurso às últimas matrizes de *input-output* disponíveis para Portugal, é possível estimar os efeitos associados à procura adicional associada a esses investimentos e, tendo em conta a natureza dos multiplicadores utilizados, é possível medir os efeitos mais simples (diretos e indiretos), mas também os efeitos mais complexos (induzidos).

Os efeitos diretos respeitam aos efeitos de atividade (valor acrescentado, emprego, rendimento, impostos) associados diretamente ao valor da produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos.

Os efeitos indiretos respeitam aos efeitos de arrastamento a montante (*backward linkages*), traduzidos na ativação das múltiplas e sucessivas ofertas “exteriores” pelas procuras originadas pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos. Trata-se da cadeia de fornecimentos que passam a ser efetuados face a essa nova produção.

Os efeitos induzidos, por último, respeitam aos efeitos gerais de expansão da atividade económica, provocados pelo aumento da despesa final ancorados na utilização dos rendimentos gerados pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos (avaliados pelo “multiplicador keynesiano”). Estes efeitos, de acordo com a maior ou menor capacidade redistributiva em ação, terão maior ou menor impacto no bem-estar social.

De acordo com a literatura existente, embora a consideração dos multiplicadores que permitem medir os efeitos induzidos seja adequada para pequenas economias abertas, distantes do pleno emprego, os mesmos tendem a sobreavaliar os impactos económicos associados, ao não endogeneizar a taxa de poupança e a estrutura do consumo, não considerando qualquer efeito do aumento do rendimento sobre estas variáveis.

Numa abordagem mais conservadora, estes indicadores poderão ser lidos como o impacto económico potencial máximo, sendo que o real efeito a jusante estará compreendido entre o efeito direto e indireto e o induzido.

Os efeitos são estimados ao nível do emprego, VAB e remunerações, utilizando um conjunto apropriado de coeficientes para converter o valor bruto de produção nos efeitos correspondentes.

São ainda estimados os efeitos sobre os impostos, diretos e sobre os produtos, e sobre as contribuições para a segurança social.

Foi recebida informação da E-REDES relativamente às despesas a realizar no quadro da implementação do PDIRD – E 2020 no horizonte de 2021-2025, em que as despesas são classificadas de acordo com os seguintes tipos:

- Despesas de investimento
  - Construção
  - Equipamento de transporte
  - Outro equipamento
  - Produtos da propriedade intelectual
- Outras despesas
  - Aquisição de terrenos – não consideradas nos impactos
  - Salários
  - Outras

Para a realização do exercício de avaliação, todas as despesas foram consideradas como sendo a preços constantes. Admitiu-se ainda, relativamente às despesas, uma repartição entre a procura dirigida à produção nacional e às importações idêntica à média de cada setor em que existe procura associada ao PDIRD-E 2020. No que respeita às outras despesas, as mesmas foram consideradas como procura adicional dirigida aos ramos na proporção do total de empregos por produto da economia.

Para a estimação dos impactos sobre os impostos e sobre as contribuições para a segurança social são consideradas as taxas médias implícitas de incidência dos impostos sobre os produtos relativamente às transações e dos impostos e contribuições sobre as remunerações.

## O racional para investimentos nas redes

### Sobre a necessidade de investimentos nas redes

São diversas, mas convergentes, as motivações apresentadas por parte das principais agências e operadores internacionais para o investimento nas redes de distribuição de energia.

Em primeiro lugar, face à natural obsolescência e deterioração de equipamentos e componentes da rede, a resiliência da mesma e a manutenção da qualidade e níveis de serviço, exige investimentos de substituição dos referidos elementos. Esses investimentos apresentam alguma variabilidade ao longo do tempo, em função do ciclo de vida dos diferentes equipamentos, mas tendem a ter picos cíclicos associados ao fim de vida útil dos principais componentes das redes cuja não substituição põe em causa a resiliência da rede. Trata-se de um investimento regular e gradual de reposição muito relevante para manter a capacidade de gestão das redes e a sua eficiência e segurança, sendo comum à generalidade dos operadores.

Em segundo lugar, as alterações recentes e as que se perspetivam num futuro próximo na procura e oferta de energia elétrica tornam também normalmente necessários investimentos.

De facto, não obstante os progressos em termos de eficiência energética, todas as previsões apontam no sentido do aumento considerável do consumo de energia elétrica nos próximos anos, em grande medida justificado pela crescente eletrificação dos transportes e aquecimento, que acarretam necessidades específicas para o sistema. Assim, face a um expectável aumento de consumo, a preservação dos ganhos em termos dos níveis de serviço e a garantia de uma rede fiável e segura, exige investimentos relevantes.

Adicionalmente, o expectável aumento do consumo acontecerá num quadro de crescente participação de fontes de energia renováveis descentralizadas no *mix* energético. Essa crescente participação de fontes de energia renováveis no *mix* energético constitui um dos principais fatores de investimento nas redes, para assegurar os instrumentos para a sua gestão adequada. A Agência Internacional da Energia refere que, depois de fases iniciais de incorporação de energias renováveis em que as redes “tradicionais” conseguem acomodar a entrada de fontes renováveis descentralizadas no *mix* energético, níveis mais elevados de penetração destas fontes de energia exigem investimentos adicionais para garantir a flexibilidade e novos paradigmas de gestão das redes que acomodem a maior complexidade dos fluxos de energia e as características específicas destas fontes de energia. O facto de a geração de energia renovável não poder ser despachada com a previsibilidade da oriunda de unidades convencionais cria exigências e riscos adicionais para a gestão das redes, como por exemplo o risco de sobrecarga da rede e o aumento dos níveis de tensão, devido à possibilidade de haver injeção de energia ativa com fonte renovável em períodos de baixo consumo. A maior variabilidade da produção com origem renovável exige também investimentos para proteger contra falhas e riscos de isolamento energético.

Por último, as redes vão ter que responder ao desafio da descarbonização. A generalidade dos países assumiu objetivos e compromissos ambiciosos de descarbonização que exigirão a adaptação da forma como produzem e consomem energia, com implicações nas respetivas redes.

A EY, num trabalho em parceria com a Eurelectric, apresenta uma projeção sobre as características dos sistemas energéticos, que se reproduz abaixo.

### A transformação dos sistemas energéticos

CURRENT ENERGY SYSTEM	FUTURE ENERGY SYSTEM
Centralised generation	Energy flows in multiple directions
Few connections	Rising demand from new sectors (such as EVs, heat pumps and data centres) and huge increases in distributed assets connected at the distribution level
Reactive management	Advanced network automation and control
Limited visibility of connections at the distribution level	Coordination and information exchange between the DSO and TSO
Limited customer engagement	Need to build relationships and to facilitate competition and innovation
Network sized to meet peak demand	Optimised network-investment decisions, using alternative flexible solutions

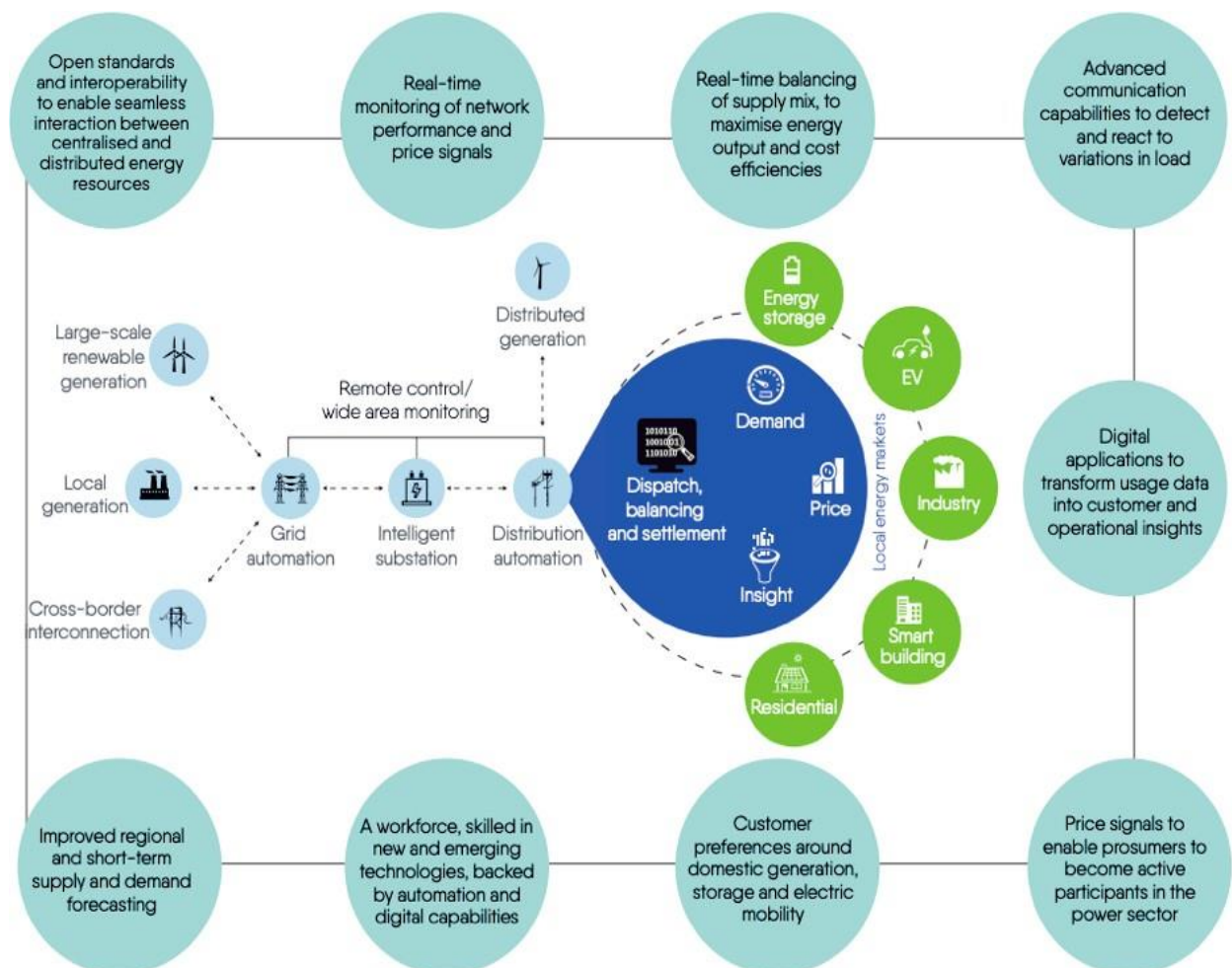
Fonte: EY (2019)

No mesmo trabalho são sistematizadas as adaptações que se consideram necessárias no sistema elétrico para responder especificamente aos desafios da descarbonização.

Essas passarão por áreas tão distintas, como as exigências de interoperabilidade e de *standards* abertos, para permitir a coexistência e interação entre recursos centralizados e descentralizados e diferentes tecnologias, a capacidade de monitorização em tempo real do desempenho da rede e das várias fontes, a gestão em tempo real da oferta, equilibrando as várias fontes e garantindo a otimização da produção e a minimização de custos.

Mas imporão também profundas alterações no envolvimento dos consumidores, que terão uma participação mais ativa em todo o sistema, com mais possibilidades de efetuarem as suas escolhas e, com isso, influenciarem o mercado.

### Alterações no sistema elétrico para responder ao desafio da descarbonização



Fonte: EY (2019)

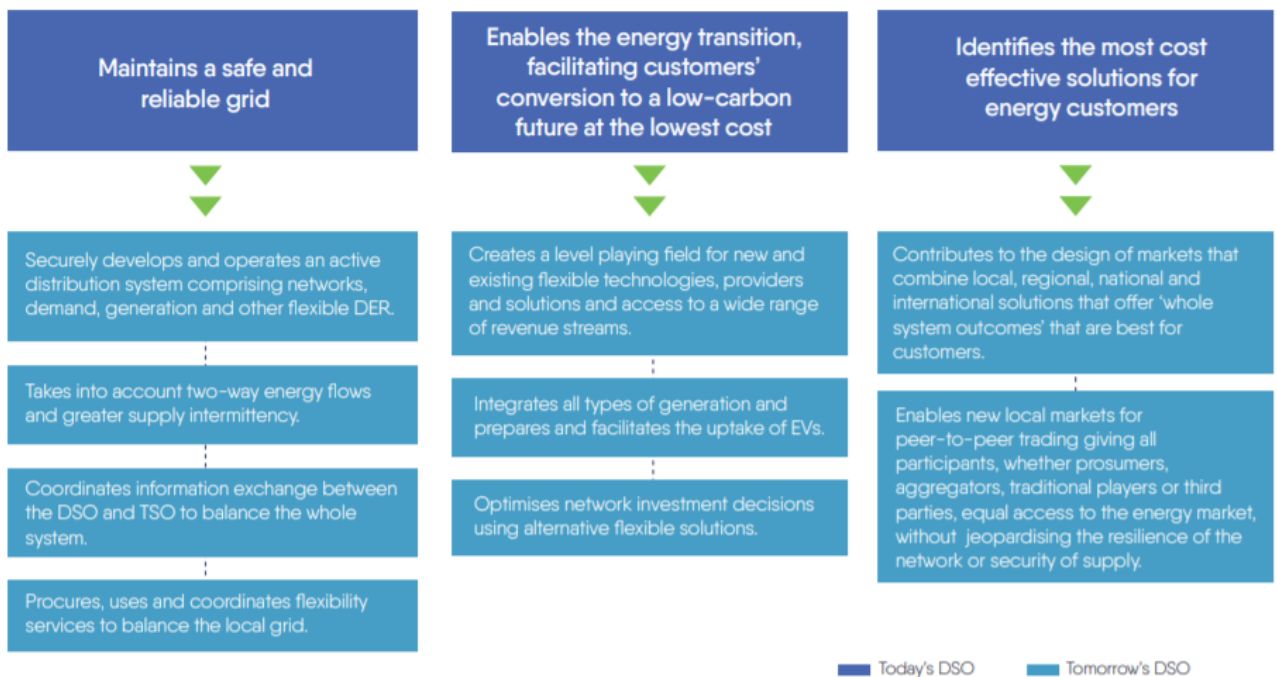
A resposta a estas exigências, obriga a uma profunda adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição.

De um quadro em que a sua ação passa por manter uma rede fiável e segura, por assegurar aos consumidores as possibilidades de transição energética a um custo comportável e por identificar as soluções mais eficientes em termos de custo para os consumidores, os Operadores terão que crescentemente desenvolver e operar um sistema de distribuição complexo, com exigências acrescidas de coordenação com o Operador de Transporte e em que os investimentos devem assegurar níveis de flexibilidade para acomodar diversas tecnologias.

Simultaneamente terão um papel determinante na configuração de mercados que permitirão facilitar a disponibilização, a cada consumidor, das soluções que melhor se adaptam às suas necessidades, ao mesmo tempo que congregam os vários atores sem pôr em causa a resiliência da rede e a segurança de abastecimento.

A figura seguinte apresenta um conjunto de princípios orientadores para a transformação dos Operadores de Distribuição.

### Princípios orientadores para a transformação dos Operadores de Sistema de Distribuição



Fonte: EY (2019)

## Os investimentos nas redes

A adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição exige níveis significativos de investimento.

Normalmente são consideradas 3 fases de investimento.

Numa primeira fase, os investimentos visam tornar a rede robusta, resiliente e inteligente o suficiente para acomodar o aumento do peso de produtores descentralizados, a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, o aumento de *data centers* e a crescente procura de eletricidade para aquecimento, ao mesmo tempo que garante a capacidade de resposta do sistema aos picos de procura e às flutuações da produção com origem renovável.

Numa segunda fase, serão necessários investimentos em soluções digitais e em tecnologia, como a ampla implantação de sensores para automatizar e controlar a rede. Isso incluirá, muito provavelmente, a capacidade de avaliar a flexibilidade de diferentes tipos de fontes de geração e a procura, o desenvolvimento de plataformas para consultas, conexões e instalações simplificadas de clientes e soluções de teste e protótipos em toda a rede. Em paralelo, os Operadores de Distribuição e de Transporte desenvolverão conjuntamente novas estruturas de mercado para serviços auxiliares que incentivam a participação de produtores individuais e agregadores de produtores em regime descentralizado, criando tarifas novas, mais justas e que refletem os custos. Ao gerir as plataformas, o Operador de Distribuição será o facilitador neutro dos mercados, possibilitando a venda e a compra de energia entre os participantes, independentemente da tecnologia.

Por último, numa terceira fase, os investimentos visarão a otimização de sistemas e das redes para permitir a transição energética na sua plenitude. Esta fase envolverá a incorporação de recursos ativos de gestão de rede para garantir a sua estabilidade, a implantação de sistemas avançados de inteligência e controle de rede distribuída e a criação de plataformas para estratégias de comércio de energia e serviços de micro-rede.

Estas dimensões são visíveis, em diferentes graus, na generalidade dos planos de investimento dos Operadores de Sistema de Distribuição nos diversos países, que referem a segurança do abastecimento, a qualidade do serviço, a necessidade de garantir as condições para promover a descarbonização, a eletrificação, a digitalização e o empoderamento dos consumidores e o teste de novas soluções como os *drivers* dos investimentos.

## Os *drivers* de investimento dos diversos operadores

A análise efetuada identificou um conjunto de desafios para os operadores de distribuição. Tendo em vista ter um referencial sobre a relevância que os diferentes *drivers* assumem nos planos de investimento dos diversos operadores, foi recolhida informação sobre a estrutura dos referidos planos.

Não obstante algumas dificuldades de harmonização da informação face à utilização de nomenclaturas distintas, verifica-se que os desafios da distribuição identificados anteriormente estão bem presentes nos planos de investimento de diversos operadores, em que as áreas referidas anteriormente surgem, com maior ou menor peso, bem expressas.

Em primeiro lugar, verifica-se que a manutenção da operabilidade da rede, com investimentos de reposição e de reforço da qualidade de serviço, representam sempre uma parcela significativa em todos os planos. Os volumes de investimento associados a este *driver* representam sempre mais de metade dos volumes de investimento, o que sinaliza bem a relevância que o assegurar a resiliência da rede, mantendo a sua operabilidade com a reposição dos equipamentos obsoletos e que chegam ao fim da vida útil, assume na atividade dos diversos operadores.

Em segundo lugar, a resposta a novos desafios, nomeadamente a transição energética e novos sistemas de gestão da rede, constitui outra dimensão bem presente nos planos de investimento. Áreas como a digitalização, os contadores inteligentes e a qualidade representam volumes de investimento que chegam a 25% do total de investimentos

Por fim, a resposta à expansão da procura é outro *driver* de investimento recorrente, representando nalguns casos também cerca de 25% do total de investimento.

### Investimento por área em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Operador	Horizonte	Montante	Áreas / Pesos			
Electricity North West	2016-2023	0.91B£	Replace and Refurbishment 70%	Safety, Environment and losses 10%	Quality 5%	Demand 15%
SP Energy Networks	2016-2023	3B£	Managing our ageing Network 80%	Facilitating the energy transition 7%	Demand 13%	
Enel	2019-2021	4,9 B€	Asset Development 47%	Asset Management 24%	Costumers 24%	
Enel	2020-2022	11,8 B€ (Europa e América do Sul)	Quality & Efficiency 50%	Connections 27%	Smart Meters 13%	Platforms&Other 10%
Endesa	2018-2021	1,9 B€	Grid Digitalization 53%	Grid Upgrade 42%	Smart Meters 5%	
Iberdrola	2018-2022	1,86 B€	Traditional T&D 55%	Transmission 20%	Digital 25%	

Fonte: Relatórios das empresas



### Níveis de investimento em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Para além da análise da estrutura do investimento típica dos operadores de distribuição, importa ter também referenciais sobre a intensidade de investimento que permita analisar o PDIRD 2020-E.

Apesar da comparabilidade dos dados ser dificultada por realidades distintas, seja quanto à natureza e antiguidade das redes, seja quanto à própria organização do setor nos diversos países, nomeadamente os diversos graus de integração vertical e horizontal, foi recolhida informação sobre os níveis de despesa de capital e de investimento em diversas empresas europeias.

Foram considerados só os investimentos na rede de distribuição e, para efeitos de normalização, foi considerado o nível de investimento por consumidor. Os dados revelam alguma variabilidade, registando-se os volumes de investimento mais baixos em Espanha, Itália e Portugal.

Esta observação, apesar de poder ser condicionada por alguns dos fatores referidos anteriormente, no mínimo sinaliza a necessidade de avaliar os riscos de envelhecimento e desatualização da rede em Portugal que podem ter implicações sobre o potencial de transição energética.

### Investimento por consumidor em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Valores em euros

Operador	País	2016	2017	2018	2019
distribuce	República Checa	€ 81	€ 97	€ 108	€ 109
enedis	França	€ 96	€ 104	€ 109	€ 115
enel	Itália	€ 48	€ 48	€ 66	€ 76
E-REDES	Portugal	€ 49	€ 47	€ 40	€ 49
Alliander	Holanda	€ 177	€ 170	€ 190	€ 224
iberdrola	Espanha			€ 41	€ 48
eon	Alemanha	€ 160	€ 138	€ 134	

Fonte: Relatórios das empresas

## Os investimentos do PDIRD-E 2020

### O racional dos investimentos do PDIRD-E 2020

O PDIRD-E 2020, constituindo o Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Distribuição, não pode deixar de refletir as dinâmicas de evolução da rede e de todas as exigências que sobre ela impendem, para assegurar a preservação dos ganhos de qualidade de serviço obtidos ao longo dos últimos ciclos de investimento e a resposta às novas exigências que sobre ela recaem, assegurando que a rede de distribuição não constitui um bloqueio ao desenvolvimento de serviços energéticos modernos e sustentáveis.

Nesse sentido, os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave fundamentais:

- resiliência, qualidade de serviço e renovação de ativos;
- transição energética e expansão da rede;
- controlo da rede e novos serviços.

Em termos de magnitude, o primeiro fator-chave representa cerca de 50% do investimento previsto.

O peso deste fator chave está em linha com o verificado em diversos operadores. Os últimos ciclos de investimento em Portugal foram muito marcados por dinâmicas de aumento de qualidade de serviço. No novo ciclo importa preservar todos os ganhos obtidos, assegurando a substituição dos equipamentos críticos obsoletos ou que atingem o fim da sua vida útil. A caracterização técnica da rede revela que, face à sua idade, há um conjunto significativo de equipamentos que está a atingir o final da sua vida útil, o que torna necessária a sua substituição. O adiamento dessa substituição, para além de aumentar o potencial de falhas, reduzindo os níveis de serviço, terá como único efeito, gerar uma maior concentração de investimentos nos anos seguintes. Os dados já analisados mostram que se têm registado em Portugal níveis de investimento por consumidor inferiores aos registados noutros países, o que sinaliza o potencial de envelhecimento da rede e a necessidade de reforço de investimento de reposição.

Adicionalmente, ainda neste quadro, importa reforçar a resiliência da rede face à maior incidência de

fenómenos extremos, de que os incêndios florestais ou as tempestades que atingiram Portugal nos últimos anos são bons exemplos.

Numa segunda linha, o PDIRD-E contempla um conjunto de investimentos que preparam a rede para responder ao desafio da transição energética. Os investimentos associados a este fator-chave representam cerca de 27% do total de investimento previsto.

Portugal, à semelhança de outros países, assumiu, no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, metas ambiciosas de redução, no horizonte de 2030, de 45% a 55% dos GEE, de 35% do consumo de energia primária de origem fóssil, de 40% das emissões de GEE no setor dos transportes face a 2005, de aumento em 20% da quota de energia renovável no consumo final de energia no setor dos transportes e de aumento para 47% do peso das energias renováveis no consumo final bruto de energia.

A concretização desta ambição exigirá a adaptação da rede de distribuição para responder às necessidades dos novos sistemas e novos serviços energéticos e é nesse quadro que o PDIRD-E 2020 inclui um conjunto de investimentos alinhados com esta preocupação.

A magnitude dos investimentos previstos no quadro deste fator-chave está, em termos relativos, também alinhada com a que é a prática observada na generalidade dos operadores.

Por último, Portugal é dos países em que as energias renováveis assumem um maior peso no *mix* energético. Como referido, pesos crescentes destas fontes, como os previstos no quadro do PNEC, justificam novos mecanismos de controlo da rede e disponibilização de novos serviços, para os quais são necessários investimentos que são incorporados na proposta de PDIRD-2020. O total de investimentos associados a este fator chave representa cerca de 23% do total de investimento previsto, o que está igualmente em linha com o que é a prática observada nos diversos operadores.

### O investimento previsto no PDIRD-E 2020

Como referido, o PDIRD-E 2020 considera diferentes despesas e intervenções na rede.

Em termos agregados, o volume de despesa associado à proposta de PDIRD-E 2020 ascende a cerca de 889 milhões de euros no conjunto dos 5 anos\*.

Em termos de estrutura, as despesas de investimento representam a parcela mais significativa dessas despesas, representando 74% do total de despesas. Dentro das despesas de investimento, os investimentos em Outras máquinas e equipamentos representam cerca de 88% do total de despesas de investimento.

A segunda rubrica mais significativa corresponde às despesas diretas com salários, que representam cerca de 22% do total de despesas.

### PDIRD-E 2020

Valores em milhões de euros

	2021	2022	2023	2024	2025	Total 20-25
<b>Investimento</b>	<b>125.3</b>	<b>122.5</b>	<b>133.0</b>	<b>135.6</b>	<b>143.0</b>	<b>659.3</b>
Construção	1.8	3.1	5.0	7.6	1.9	19.4
Outras máquinas e equipamentos e sistemas de armamento	111.3	107.9	116.2	116.6	129.8	581.8
Equipamento de transporte	2.6	2.5	2.5	2.6	2.6	12.8
Produtos de propriedade intelectual	9.6	9.0	9.3	8.8	8.7	45.3
<b>Outras despesas</b>	<b>45.7</b>	<b>45.5</b>	<b>45.6</b>	<b>45.7</b>	<b>46.9</b>	<b>229.4</b>
Aquisição de Terrenos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Salários / despesas com pessoal	39.4	39.3	38.7	38.7	39.8	196.1
Outras Despesas (não discrimináveis)	6.3	6.2	6.9	6.9	7.1	33.4
<b>TOTAL</b>	<b>171.0</b>	<b>168.0</b>	<b>178.6</b>	<b>181.3</b>	<b>189.9</b>	<b>888.8</b>
<b>Procura dirigida à produção nacional</b>	<b>139.0</b>	<b>136.9</b>	<b>145.1</b>	<b>147.7</b>	<b>152.7</b>	<b>718.3</b>
<b>Importações diretas</b>	<b>32.0</b>	<b>31.1</b>	<b>33.5</b>	<b>33.6</b>	<b>37.2</b>	<b>170.4</b>

Fonte: E-REDES e cálculos dos autores

\* - inclui também as despesas com os estudos científicos elaborados na preparação do Plano.

## Os impactos do PDIRD-E 2020

### Os impactos económicos

A partir das despesas consideradas no PDIRD-E 2020 é possível estimar os impactos associados às mesmas, considerando a metodologia *input-output*, que permite estimar a produção adicional necessária para satisfazer a procura associada ao PDIRD-E 2020 e, a partir dessa produção, estimar os conteúdos de VAB, emprego e impostos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar **acréscimos globais de VAB na ordem dos 723 milhões de euros**. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%.

As mesmas despesas permitem gerar **acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 176 milhões de euros**.

Por fim, a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar, em média, **4 mil postos de trabalho por ano** ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,08%.

Desses empregos, cerca de 34% são empregos diretos, 20% são empregos indiretos e 46% são induzidos.

Em termos setoriais, os maiores impactos (maiores incrementos de VAB) associados às despesas do PDIRD-E 2020 fazem-se sentir nos ramos **Reparação, manutenção e instalação de máquinas e equipamentos, Fabricação de equipamento elétrico e Reparação de computadores e de bens de uso pessoal e doméstico**, que registam acréscimos de VAB anual médio de, respetivamente, 3,7%, 1,1% e 0,3%.

### PDIRD-E 2020 – Impactos agregados

Variável	Unidade	valor	% total
VAB	(milhões de euros)	723.4	0.07
Impostos sobre os produtos	(milhões de euros)	69.5	
Impostos sobre o rendimento	(milhões de euros)	80.4	
Contribuições para a segurança social	(milhões de euros)	95.5	
Emprego total médio ano	(milhares)	4.0	0.08
Emprego direto médio ano	(milhares)	1.4	0.03
Emprego indireto médio ano	(milhares)	0.8	0.02
Emprego induzido médio ano	(milhares)	1.9	0.04

Fonte: Cálculos dos autores

## Outros impactos

Os impactos estritamente económicos analisados anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica. De facto, a implementação do PDIRD-E 2020 poderá constituir um contributo significativo para a recuperação da atividade económica dos setores fornecedores. Será um fator de dinamização do investimento e de criação de emprego que importa ponderar, dados os seus impactos sociais relevantes, num quadro em que muitas atividades não têm a capacidade de investir ou não encontram níveis de procura suficiente para operar. Iniciativas que, simultaneamente, contribuam para a recuperação e para preparar a economia portuguesa para o futuro, assumem, neste quadro, grande relevância.

Para além dos efeitos referidos, a implementação do PDIRD-E 2020 tem um conjunto de outros efeitos potenciais que é importante relevar.

Em primeiro lugar, alguns dos investimentos do PDIRD-E 2020 reforçam a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas, preservando assim os níveis de qualidade de serviço que têm vindo a ser alcançados.

Em segundo lugar, os investimentos previstos em sede de PDIRD-E 2020 reforçam o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis no *mix* energético e para responder ao previsível aumento do consumo de energia elétrica associado à crescente eletrificação da mobilidade e do aquecimento, o que se traduz em efeitos benéficos em várias dimensões.

Por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC. Terão relevância, nesta dimensão, os investimentos que permitirão uma gestão mais eficiente dos

consumos, reforçando os mecanismos para assegurar uma melhoria da eficiência energética. A descarbonização da economia é determinante no combate às alterações climáticas, que assume uma relevância central na estratégia de desenvolvimento de médio e longo prazo, e no alcançar das metas de redução de emissões, para cumprir o compromisso assumido por Portugal de atingir a neutralidade carbónica até 2050, que exige uma redução de emissões superior a 85%, em relação às emissões de 2005, e uma capacidade de sequestro de carbono de 12 milhões de toneladas, e em que se pretende que o setor da energia seja aquele que mais contribui para a redução de emissões na próxima década.

Por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional, o que tem também um efeito económico importante, na medida em que permite reduzir a dependência externa e contribui para reforçar o equilíbrio das contas externas, ao reduzir as necessidades de importação energética, que representam uma parcela muito significativa das importações nacionais (em 2019, as importações de bens energéticos representaram mais de 10% do total de importações de bens). No quadro das intervenções do PNEC é assumido o objetivo de reduzir a dependência energética nacional em cerca de 10 pontos percentuais e para conseguir cumprir esse objetivo os investimentos do PDIRD-E 2020 são muito importantes.

Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, mas em sistemas crescentemente complexos, a eficiência global do sistema é frequentemente determinada por áreas que podem constituir bloqueios. Neste contexto, o PDIRD-E é um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

## Referências e fontes de informação

### Fontes de informação sobre investimentos dos operadores

Alliander N.V., Annual Report 2019 Working together on transition, Março 2020 (Alliander\_Annual\_Report\_2019)

ČEZ Distribuce, a. s., Annual Report 2017, Abril 2018 (DISTRIBUCE annual-report-2017)

ČEZ Distribuce, a. s., Annual Report 2018, Abril 2019 (DISTRIBUCE annual-report-2018)

EDF (Enedis), Reference Document 2016 including the Annual Financial Report, Março 2017 (edf-ddr\_2016-en)

EDF (Enedis), Reference Document 2017 including the Annual Financial Report, Março 2018 (edf-ddr-2017-en)

EDF (Enedis), Reference Document 2018 including the Annual Financial Report, Março 2019 (edf-ddr-2018-en)

EDF (Enedis), Universal Registration Document 2019 Annual Financial Report, Março 2020 (edf-urd-annual-financial-report-2019-en)

EDP Distribuição, EDP Distribuição em Números 2017, Dezembro 2017 (distribuicao\_numeros\_2017)

EDP Distribuição, Energia em Números 2018, Junho 2019 (brochura\_EDP\_distribuicao\_em\_numeros\_portugues)

EDP Distribuição, Energia em Números 2019, Abril 2020 (EDP Distribuição em Números PT)

Enedis, 2018 Key Figures, Maio 2019 (Enedis 2018\_key\_figures)

Enel SpA, Annual Report 2017, Junho 2018 (annual-report-2017)

Enel SpA, Annual Report 2018, Junho 2019 (annual-report\_2018)

Enel SpA, Consolidated Annual Report 2019, Maio 2020 (annual-report\_2019)

E.ON SE, Annual Report 2017, Março 2018 (EON\_GB17\_EN)

E.ON SE, Annual Report 2018, Março 2019 (GB18\_US\_final)

Iberdrola, S.A., Integrated Report 2020, Fevereiro 2020 (gsm20\_IA\_IntegratedReport20\_Acc)

### Fontes de informação sobre estrutura dos planos de investimentos dos operadores

Endesa, Endesa 2019-2021 – Strategic Plan Update, Novembro 2018 (Endesa 2019-21 Strategic Plan Update)

Enel SpA, Capital Markets Day – Strategic Plan 2019-2021, Novembro 2018 (enel-capital-markets-day-2018)

Enel SpA, Capital Markets Day – Strategic Plan 2020-2022, Novembro 2019 (enel-capital-markets-day\_2019)

Electricity North West, Well Justified Business Plan, Março 2014 (full-well-justified-business-plan-2015-2023-and-annexes)

Iberdrola, S.A., Outlook 2018/2022 (Network Business), Fevereiro 2019 (Outlook2018\_Networks\_4)

SP Energy Networks, SP Energy Networks 2015-2023 Business Plan, Julho 2013 (201306\_SPEN\_Business Plan2015\_23)

## **ISEG | Lisbon School of Economics and Management**

### **About ISEG**

ISEG is the school of economics and management of the University of Lisbon. ISEG's mission is to create, share and enhance the social and economic value of knowledge and culture in the fields of Economics, Finance and Business Sciences, in a context of plurality and assurance of intellectual and scientific freedom, and respect for ethics and social responsibility.

ISEG aims to be one of the best Schools of Economics and Management in Portugal, with a strong international reputation, being recognized for the quality of its graduates, its research, and the impact of its activities on the community.

[www.iseg.ulisboa.pt](http://www.iseg.ulisboa.pt)

### **A equipa**

O presente trabalho foi realizado por uma equipa coordenada pelo Prof. Vítor Escária e que integrou ainda o Prof. José Manuel Zorro Mendes.

Página em branco



# **ANEXO H.2 – ESTIMAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2020 NOS VETORES DE INVESTIMENTO E MONETIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS**

Página em branco



# Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios

Sumário Executivo

Pedro Macedo  
Nuno Fidalgo

Fevereiro 2021

# Índice

1	Introdução .....	3
2	Metodologia .....	5
2.1	Estimação dos índices propostos .....	7
2.2	Matriz de Contribuições (MC) .....	8
3	Resultados .....	9
3.1	Vetor Segurança de Abastecimento.....	9
3.2	Vetor Qualidade de Serviço Técnica .....	9
3.2.1	Margens de confiança .....	10
3.2.2	Monetização dos benefícios.....	13
3.3	Vetor Eficiência da Rede.....	14
3.3.1	Monetização dos benefícios.....	14
3.4	Vetor Eficiência Operacional .....	15
3.4.1	Monetização dos benefícios.....	17
3.5	Vetor Acesso Novos Serviços .....	18
3.5.1	Monetização dos benefícios.....	20
4	Conclusões.....	21
5	Referências.....	22

## 1 Introdução

A análise de impacto dos diferentes cenários de investimento constitui uma peça fundamental para antecipação do estado da rede de distribuição a médio/longo prazo. Na mesma perspetiva, a análise de benefício/custo constitui um importante contributo para ajuda à decisão no estabelecimento dum plano de investimentos harmonizado.

A E-REDES (antes designada EDP Distribuição) classifica os investimentos na rede de distribuição de acordo com os seus potenciais impactos segundo os seguintes vetores:

- Segurança de Abastecimento (SA)
- Qualidade de Serviço Técnica (QST)
- Eficiência da Rede (ER)
- Eficiência Operacional (EO)
- Acesso a Novos Serviços (ANS)

A caracterização dos impactos dos investimentos nestes vetores é fundamental para a tomada de decisão sobre os cenários de investimento mais adequados, de modo a evidenciar a racionalidade técnico-económica dos planos propostos.

Este relatório descreve a metodologia e os principais resultados dos estudos realizados pelo INESC-TEC para estimação do impacto dos cenários de investimento nestes vetores.

O protocolo estabelecido entre a E-REDES e o INESC TEC especifica a necessidade de desenvolver uma metodologia, com uma ferramenta associada para estimar o impacto dos investimentos nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS, em função de cenários de investimentos. Os cenários são definidos pelos montantes atribuídos aos diversos programas de investimento<sup>1</sup>, em cada ano, e definidos pelo ORD ao selecionar um conjunto de projetos a realizar no horizonte temporal definido no planeamento. A relação entre os programas e os vetores de investimento é caracterizada através duma matriz de contribuições (MC), a qual permite inferir os montantes alocados a cada vetor [1] [2].

A presente versão do sumário executivo reflete uma revisão dos principais resultados dos projetos [1] [2], motivada pelo parecer da ERSE à proposta de julho do PDIRD-E 2020. Esta versão considera o investimento e o cenário central de consumos do estudo de Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027 [3], realizado pela E-REDES, conforme proposta final do PDIRD-E 2020, assim como a atualização dos modelos de QST (TIEPI, SAIDI, SAIFI e MAIFI), de forma a incluir os dados históricos dos respetivos índices referentes ao ano de 2019.

Na estimação do impacto do investimento no vetor QST, deu-se continuidade aos referidos estudos, incluindo-se para além do investimento, uma nova componente associada aos custos de manutenção com a RND. Os custos de manutenção consideraram as rubricas [2]:

- Preventiva Condicionada
- Preventiva Sistemática
- Programas Específicos

---

<sup>1</sup> Existem outros programas e investimentos que, por não se enquadrarem em nenhum dos 5 vetores estratégicos acima referidos, são agregados em “Outros”.

Para além da estimação dos índices a nível global (E-REDES) desenvolveram-se Modelos de Estimação (ME) de forma a permitir desagregar e projetar os índices por zonas de qualidade de serviço (A, B e C)<sup>2</sup>.

Os estudos e resultados reportados neste documento têm em conta os investimentos considerados na proposta final do PDIRD-E 2020 para o horizonte 2021-2025. Este Plano, refere-se aos níveis AT e MT, tanto em montantes de investimento, como em benefícios técnicos e respetiva monetização.

A especificidade de cada vetor exige que cada caso tenha uma abordagem muito própria, como se apresenta na secção seguinte.

---

<sup>2</sup> Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço Técnica.

## 2 Metodologia

Um dos pilares da metodologia proposta consiste na adoção de índices objetivos e mensuráveis para caracterização da RND, relativa à quantificação dos impactos nos cenários de investimento para os vetores SA, QST, ER, EO e ANS.

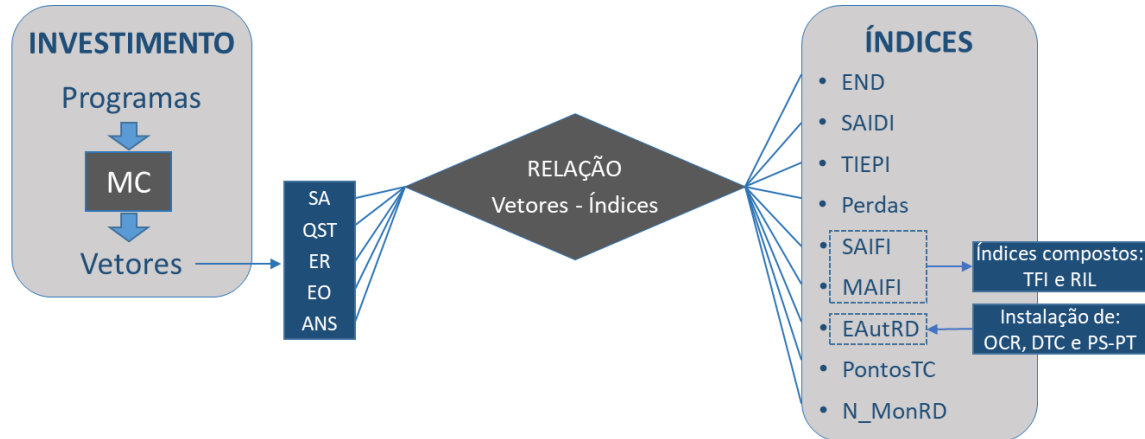


Figura 1 – Esquematização das interações previstas na metodologia proposta.

A Figura 1 esquematiza as interações entre as grandezas consideradas na abordagem implementada, a qual pode ser dividida em três fases principais.

A primeira fase requer a inferência de relações entre os vetores de investimento e os objetivos estratégicos, ou seja, os índices selecionados para classificar o estado da RND. Isto permite estimar a evolução do estado da RND ao longo do plano, em função do investimento previsto no Plano. A parte final desta fase consiste na determinação dos intervalos de confiança associados às projeções dos índices QST.

Neste estudo considerou-se que a caracterização da SA seria feita através do indicador Energia Não Distribuída (END), assumindo-se que os eventuais problemas neste vetor se traduzirão em falhas na provisão da energia.

A QST será sobretudo caracterizada pelos índices SAIDI e TIEPI MT. Os indicadores SAIFI e MAIFI são, neste ponto, considerados como índices complementares, que também contribuirão para caracterizar a qualidade de serviço em termos latos.

A ER será representada pelas perdas técnicas na rede de distribuição.

O vetor EO é caracterizado pelos seguintes indicadores: EAuTRD – Indicador de automatização da rede MT da RND, representado pelo número de elementos de controlo instalados na rede. No cálculo deste indicador considerou-se o número de OCR, PS-PT e DTC; PontosTC – Indicador dos pontos com capacidade de telecomando instalados na rede aérea e subterrânea da RD; TFI – Total da frequência de interrupções longas e curtas, dado pela soma dos dois índices estimados no estudo do vetor QST (SAIFI+MAIFI); RIL – Rácio entre as interrupções longas e o total de interrupções.

Por último, o vetor ANS analisa os benefícios decorrente da instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede e exercer ações de controlo locais.

De forma a mensurar o nível de monitorização da rede (N\_MonRD), definiu-se um índice com base nos rácios de DTC e de PTD instalados, face ao número de PTD, de EB e EB com telegestão face ao número de clientes BT, de IP, MT e AT com capacidade de telecontagem, face aos respetivos números de clientes. A fase seguinte consiste na implementação duma ferramenta que sintetiza os principais resultados, permitindo a estimação automática dos impactos, para um horizonte de 5 anos, em função de alterações nos investimentos e de outros parâmetros de entrada (e.g. evolução da procura, produção prevista da PRE).

Na fase final, para cada vetor, são monetizados os benefícios a longo prazo decorrentes dos investimentos. A comparação de custos e benefícios é frequentemente um elemento útil para ajuda à decisão. Neste estudo a monetização caracterizada pelo Valor Atual Líquido (VAL) considerando uma taxa de atualização de 6,75%<sup>3</sup> e um horizonte temporal de 30 anos.

Refira-se que os investimentos considerados para a monetização dos benefícios foram deduzidos das participações financeiras associadas aos programas de Investimento Obrigatório e Desenvolvimento da Rede. No processo de estimação dos índices consideraram-se os investimentos totais em cada programa/vetor.

Os investimentos nos diferentes vetores podem resultar em benefícios cruzados ou com características similares. Por exemplo, o investimento no vetor SA resulta no reforço de infraestrutura da rede (sobretudo linhas e transformadores), o que aumenta o potencial de alimentação de consumos mais elevados. O reforço ou integração de novas linhas também contribui para a redução de perdas, ou seja, também contribui para o vetor ER. Por outro lado, sendo os novos ativos intrinsecamente mais fiáveis, resultam também benefícios na QST. A Matriz de Contribuições (MC), apresentada na secção 2.2, tem como objetivo caracterizar em que medida os diferentes programas de investimento contribuem para os diferentes vetores. Neste sentido, a MC ilustra a interseção de efeitos cruzados. Assim como um determinado programa contribui para diferentes vetores, o investimento num dado vetor pode também contribuir para melhorar diferentes indicadores de qualidade (e benefícios) associados a outros vetores.

Por outro lado, o mesmo tipo de benefício pode ser obtido através de diferentes abordagens de investimento. Por exemplo, os investimentos no vetor ANS resultarão na possibilidade de oferecer novas funcionalidades aos consumidores BT, nomeadamente a implementação de comunidades de energia e mercados locais, assim como um maior controlo dos recursos energéticos disponíveis, incluindo armazenamento, produção distribuída e carregamento de veículos elétricos. Em resultado deste investimento, espera-se que o investimento no vetor ANS contribua para alterar o diagrama de carga quer em amplitude (por aproveitar melhor os recursos energéticos locais), quer na sua forma (*peak shaving*), o que diminuirá a ponta, contribuindo para a segurança de abastecimento. Note-se que o investimento direto no vetor SA reforça a infraestrutura da RND, enquanto o investimento no vetor ANS melhora o diagrama de carga. Uma vez que a segurança de abastecimento depende da relação entre a ponta do diagrama e a capacidade do ativo (linha ou transformador), isto significa que, neste aspeto, o benefício de ambos pode ser visto de forma semelhante.

---

<sup>3</sup> Taxa de atualização utilizada nos estudos técnicos de planeamento



## 2.1 Estimação dos índices propostos

A estratégia utilizada para construir modelos de estimação dos índices inclui os seguintes passos principais:

1. Análise da evolução histórica dos índices;
2. Identificação dos fatores potencialmente influentes.
  - a. Para o caso SA, assumiu-se que a END depende sobretudo da capacidade da rede suprir as pontas. A END depende da situação atual (relação entre a ponta e a capacidade nominal de cada transformador AT/MT e MT/MT), do crescimento anual do consumo e da forma do diagrama (adotou-se o diagrama AT previsto nos perfis divulgados pela ERSE).
  - b. Para o caso da QST, assumiu-se que os indicadores SAIDI, TIEPI, SAIFI e MAIFI<sup>4</sup> dependeriam do estado da rede (representado pelas estâncias anteriores destes indicadores), do investimento direcionado para a melhoria da QST, do custo com manutenção excetuando a corretiva e da energia em trânsito na rede (representada pelo consumo estimado na rede de distribuição).
  - c. Para o caso da ER, foi adotado o modelo e valores de referência apresentados em [2] e [5], nos quais se presume que as perdas técnicas dependem do consumo e da PRE. Foi também incluído um termo relacionado com o investimento em redução das perdas.
  - d. Os benefícios decorrentes do vetor EO traduzem-se em ganhos nos tempos de interrupção e em menores gastos com as equipas de manutenção. Este vetor é caracterizado pelo conjunto de índices referido atrás, que relaciona a quantidade de elementos de automatização com os ganhos de eficiência operacional.
  - e. O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos em ANS, baseia-se no pressuposto de que estes novos serviços induzirão alterações nos consumos. Realizou-se assim, uma análise de sensibilidade no sentido de caracterizar a evolução da procura (e da ponta) em função do N\_MonRD, determinando-se assim os custos evitados pelo adiamento de investimentos em SA.
3. Realização de testes de regressão (inferência de relações entre entradas e saídas). Foram testados diversos tipos de modelos e diversos tipos de transformações (exponencial, logarítmica, etc.) das variáveis de entrada, de modo a avaliar os diferentes tipos de efeitos. No final foram selecionados os modelos que melhor se adaptavam ao histórico disponível (menor erro).
4. A estimação de intervalos de confiança para os índices QST foi realizada com base nos registos históricos detalhados. Por exemplo, para o caso do TIEPI, foi considerado todo o conjunto disponível de registos diários de incidências. Esta análise foi também realizada ano a ano, de modo a evidenciar a tendência de redução da incerteza ao longo dos anos.

---

<sup>4</sup> Neste estudo, considerou-se que os índices SAIFI e MAIFI dependem não apenas do investimento na QST mas também do investimento em EO.

## 2.2 Matriz de Contribuições (MC)

A MC dita o contributo de cada programa de investimento nos diversos vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa (cenários de investimento). Os valores que constam na MC foram definidos com base no contributo médio histórico dos projetos afetos a cada programa de investimento em cada um dos vetores de investimento.

A Tabela 1 apresenta a MC em vigor.

**Tabela 1 – Matriz de contribuições.**

Investimento Específico	Programas de Investimento AT/MT	Contribuição por Vetor de Investimento					
		SA	QST	ER	EO	ANS	Outros
Investimento Obrigatório	Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85%	5%	5%	5%		
	Inv. Obrigatório (só contadores)						100%
Investimento Estruturante	Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
	Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
	Promoção Ambiental						100%
	Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						100%
	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
	Instalação de Telecontagem em PTD				20%	80%	
	Inovgrid		10%		5%	85%	
Outros Projectos Inovadores		10%		5%	85%		
Investimento Corrente Programável	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	10%	60%	10%	20%		
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
	Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
	Instalação de Reactâncias de Neutro		95%		5%		
Investimento Corrente Urgente	Ligação de PT's	60%	10%	20%	10%		
	Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%

### 3 Resultados

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos ao longo do estudo e as previsões para os índices, adotados para classificar os investimentos nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS.

#### 3.1 Vetor Segurança de Abastecimento

Para este vetor foi calculado o benefício de investir em SA decorrente dos custos evitados por compensação da END (valorizada regulamentarmente em 3000 €/MWh).

Neste estudo foi considerada uma análise de sensibilidade aos diversos cenários de evolução da procura (inferior, central e superior) considerados na proposta final do PDIRD-E 2020. Para isso, analisou-se o impacto de uma variação em torno dos diversos cenários de mais 0,5% e menos 0,5%, a partir de 2026. A Figura 2 compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada com o valor de investimento anual acumulado em SA, nos níveis AT e MT (período 2021-2050), para o Cenário Central de evolução da procura considerado na proposta final do Plano e para o investimento previsto no período respetivo (2021-2025). As tendências a verde, amarelo e laranja (c\_SA) representam os benefícios para a análise de sensibilidade referida atrás. No primeiro gráfico os benefícios são coincidentes até 2026, quando se inicia a análise de sensibilidade.

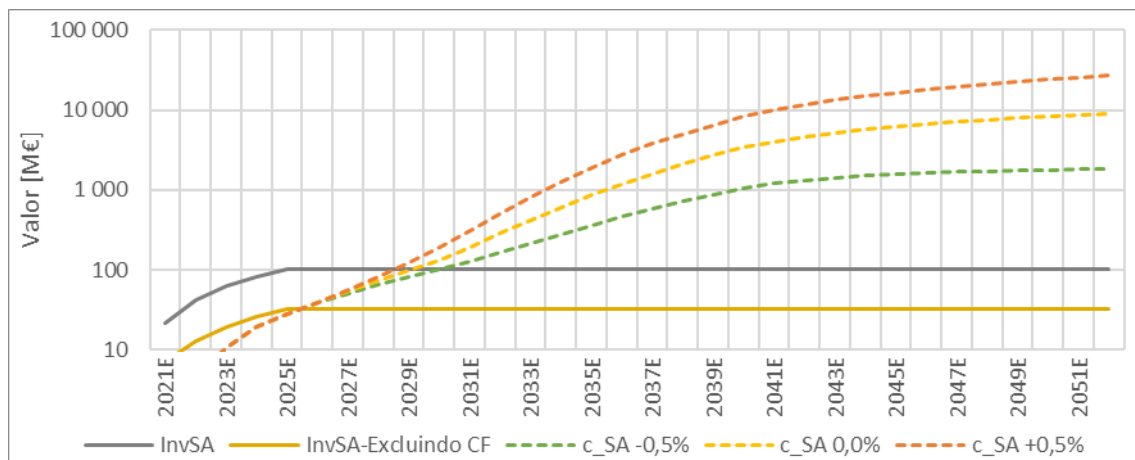


Figura 2 - Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura.

De acordo com a análise de sensibilidade ao cenário central verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento em SA previsto para o período (2021-2025).

#### 3.2 Vetor Qualidade de Serviço Técnica

Esta secção sintetiza os resultados relativos aos índices de QST que caracterizam a rede em termos do vetor QST. Para além dos índices, foram também estimados os valores correspondentes às margens de confiança de 5% e de 95%, tal como se descreve na secção

seguinte. Os resultados por zonas QST são obtidos por modelos de estimação semelhantes aos globais e com restrições adaptadas aos respetivos dados.

### 3.2.1 Margens de confiança

A estimativa das margens de confiança associadas aos índices SAIDI e TIEPI foi baseada na análise dos registos históricos dos incidentes. Isto permitiu inferir os valores dos limites para as margens de confiança de 5% e de 95%. A Figura 3 mostra a evolução histórica destes índices de 2008 a 2019, assim como as projeções obtidas para o intervalo de 2019 a 2026, para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%. Estas estimativas foram determinadas ao considerar o cenário central de consumos do estudo realizado pela E-REDES e os investimentos previstos na proposta final do PDIRD-E 2020.

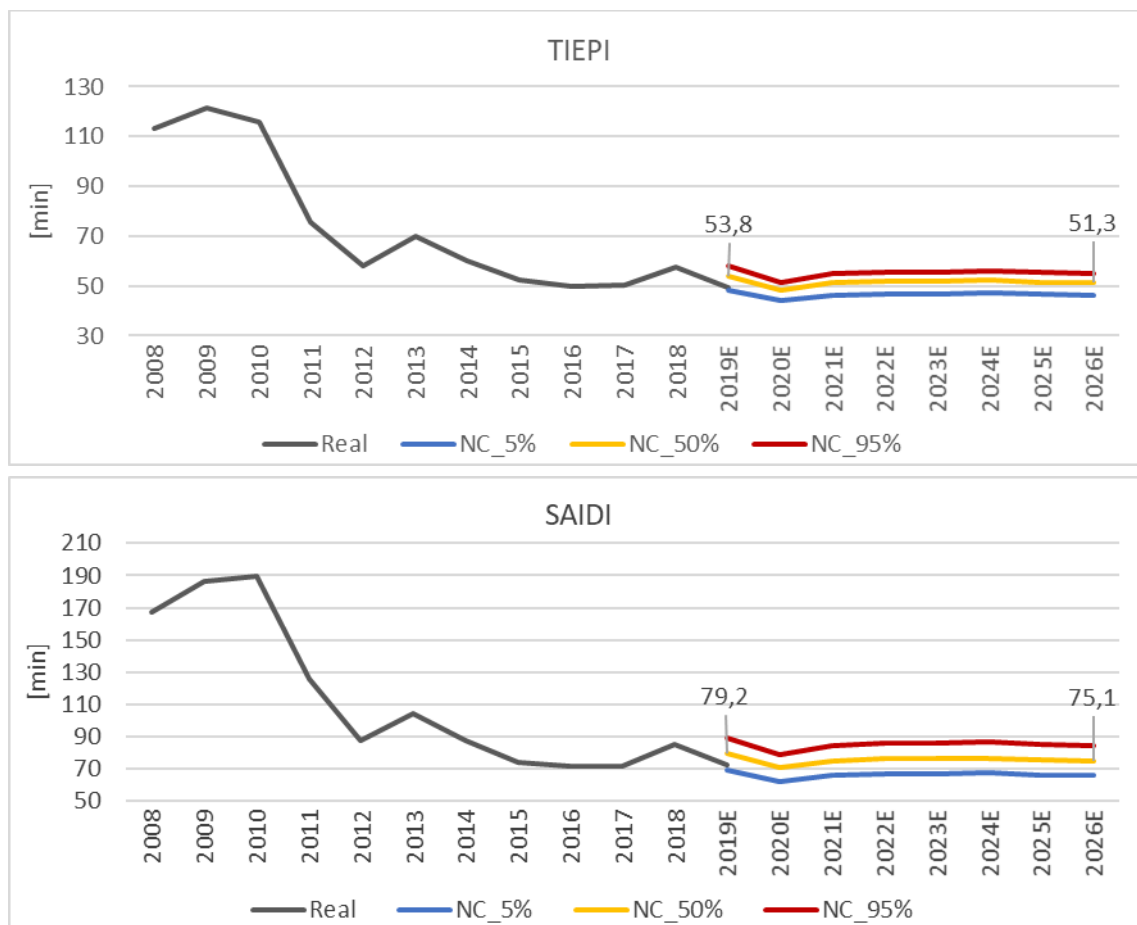


Figura 3 – Estimativa dos índices TIEPI e SAIDI para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%.

A Figura 3 mostra que se espera uma melhoria nos índices globais TIEPI e SAIDI (sensivelmente 5%), quando comparados com o valor de referência projetado pelo modelo para 2019, último ano com dados históricos. Esta revela também uma ligeira diminuição nas margens de confiança, concordante com a diminuição dos índices.

Nos gráficos seguintes encontram-se as projeções por zonas QST do RQS (A, B e C). As margens de confiança por zonas QST foram definidas por uma distribuição proporcional dos valores globais.

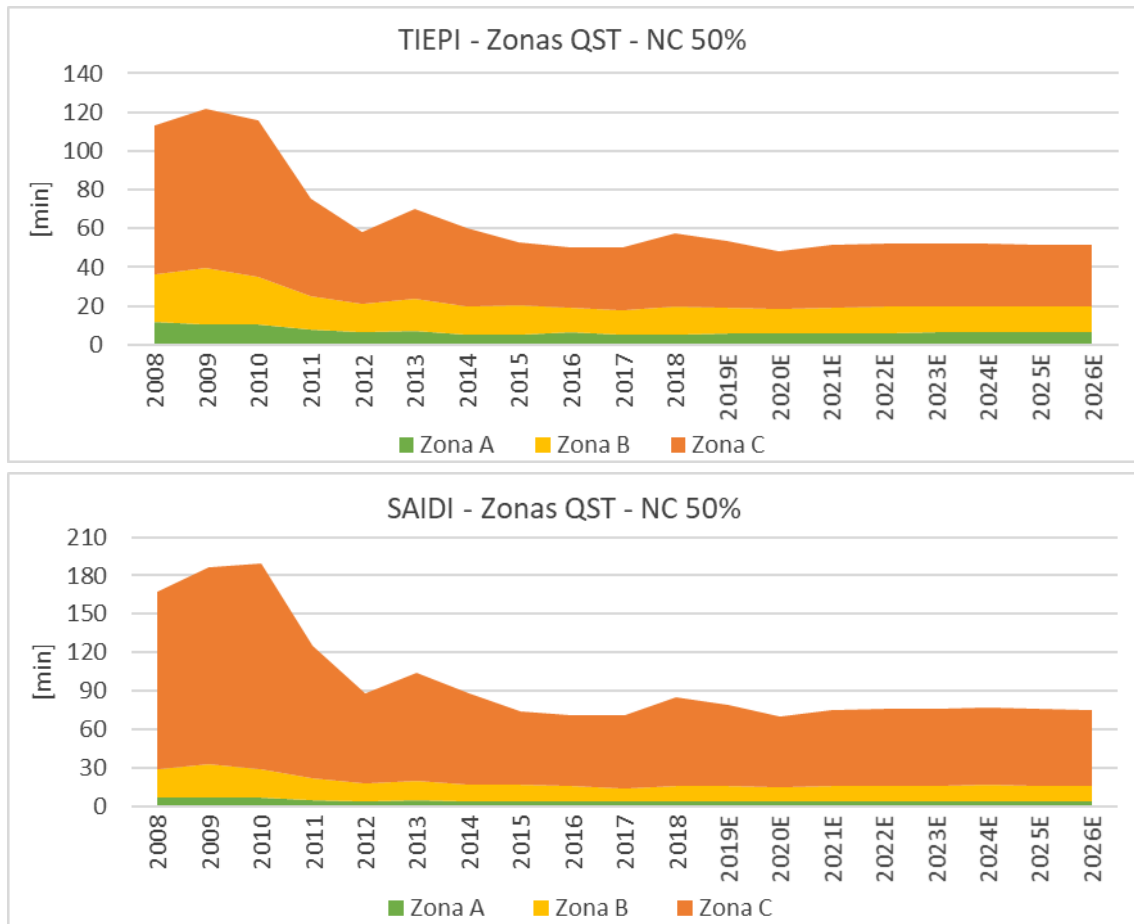


Figura 4 - Estimação dos índices TIEPI e SAIDI por Zonas QST para o nível de confiança de 50%.

Os resultados estimados, apresentados na Figura 4, para um nível de confiança de 50%, apontam para um risco de degradação nas zonas A e B, inferior a 10% e 5% respetivamente, e, uma melhoria na zona C, que se estima que superior a 5%. Na Tabela 2, apresentam-se os rácios médios de investimentos históricos (entre 2014 e 2019) e os previstos na proposta final do PDIRD-E 2020, bem como as respetivas variações por zona QST para os índices TIEPI e SAIDI, face ao valor de referência projetado pelo modelo para 2019.

Tabela 2: Rácios históricos e previstos na proposta final do PDIRD-E 2020 e respetivas variações por zona QST dos índices TIEPI e SAIDI (NC 50%).

	Zona A	Zona B	Zona C
Inv. QST (2014-19)	17,7%	20,4%	61,8%
Inv. QST (PDIRD-E 2020)	13,4%	17,5%	69,1%
Varição TIEPI	7,9%	1,0%	-9,0%
Varição SAIDI	8,9%	3,2%	-7,6%

Na Figura 5, encontram-se os índices complementares de QST, SAIFI e MAIFI.

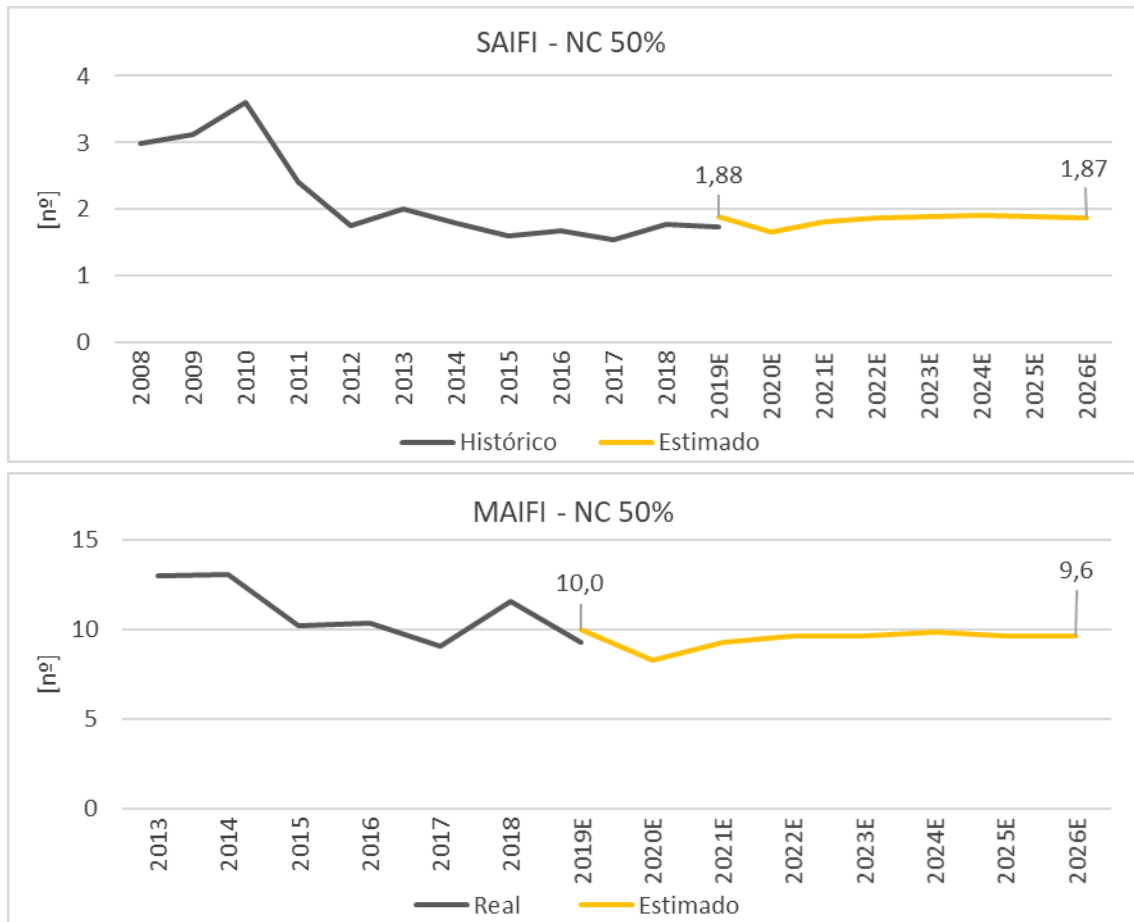


Figura 5 – Estimativa dos índices SAIFI e MAIFI (NC 50%).

Na figura 5, observa-se que no final do Plano se consegue uma ligeira melhoria dos índices SAIFI e MAIFI face ao valor de referência de 2019, sensivelmente de 0,8% e 3,6% respetivamente. A melhoria inferior no índice SAIFI deve-se sobretudo ao facto de esta apresentar um comportamento mais estável nos últimos 6 anos históricos, com um coeficiente de variação muito inferior ao do MAIFI (41%), fazendo assim com que o seu modelo de estimação necessite de mais investimento para baixar o índice para patamares inferiores aos históricos.

Com base no histórico até ao ano de 2019 e nos valores dos índices QST projetados pelo modelo para o mesmo ano, verifica-se que este foi um ano excepcionalmente bom em termos de QST, registando-se valores históricos inferiores aos projetados para um NC de 50%.

O valor dos índices projetados pelos modelos para 2020, resulta sobretudo da queda abrupta registada nos consumos que atingiu neste ano um mínimo histórico (desde 2008), revelando-se um ano de extrema dificuldade de projeção, atendendo-se às alterações nos padrões de consumo dada a atual crise pandémica. Refira-se que no processo de treino dos modelos QST apenas se consideram os dados históricos (índices e consumos) até ao ano de 2019. O consumo referente ao ano de 2020 e seguintes são considerados somente em projeções, pelo que esta variação (2019-20), provocada por fatores exógenos, só poderá ser avaliada e considerada numa fase posterior, quando estes dados forem considerados na recalibração do modelo.

### 3.2.2 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios do investimento no vetor QST inclui duas componentes. A primeira utiliza o conceito de evolução da END decorrente deste investimento em comparação à evolução da mesma sem investimento neste vetor. A END é valorizada de acordo com o previsto regulamentarmente, sendo a diferença entre as duas situações (com e sem investimento) considerada como a primeira componente do benefício.

A segunda componente considera o impacto em termos do mecanismo de incentivo à qualidade de serviço [9], baseado no indicador TIEPI. A comparação dos valores esperados de TIEPI nas situações com e sem investimento QST dá origem a um diferencial em termos de remuneração (incentivo). Este diferencial é assumido como a segunda componente do benefício.

Ambas as componentes são estimadas para um período de 30 anos, sendo os benefícios globais caracterizados em termos do Valor Atual Líquido (VAL).

Note-se ainda que esta análise não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias entre diferentes zonas do país. Embora se trate dum objetivo honorável (princípio da não-discriminação), a valorização deste aspeto em termos monetários é bastante complexa e sujeita a subjetividades.

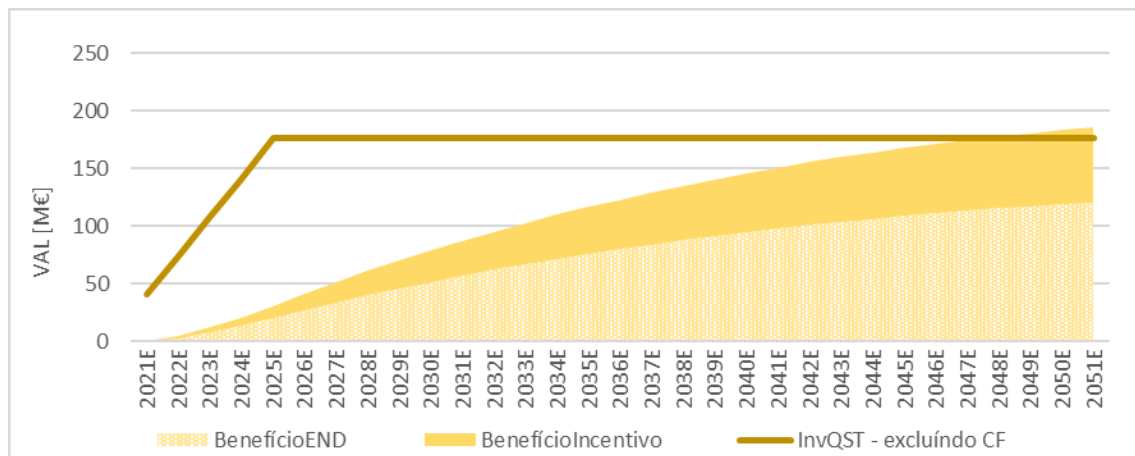


Figura 6 – Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST.

A Figura 6 sintetiza os resultados mais relevantes desta análise custo vs benefício. Verifica-se que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte de estudo (30 anos), são suficientes para atingir o investimento efetuado em QST no período 2021-2025, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2048.

A monetização tardia prende-se sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência (70.2 minutos) definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (componente 1) ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos 6 anos (valor médio de 56.8 min), bem como o valor do incentivo (4 M€) ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos índices de QST.

Refira-se, ainda, que no processo de valorização da END, consideraram-se constantes os atuais parâmetros regulatórios (2018-2020) ao longo de todo o período de monetização (30 anos).

### 3.3 Vetor Eficiência da Rede

A

Figura 7 apresenta a evolução das perdas técnicas estimadas na rede de distribuição, tanto referentes aos dados históricos de perdas globais, como às projeções realizadas, considerando o cenário central de consumos e o investimento previsto na proposta final do PDIRD-E 2020. As projeções da evolução das perdas técnicas apontam para uma estabilização dos valores, em termos percentuais, ao longo do período de impacto dos investimentos em ER, 2022-2026.

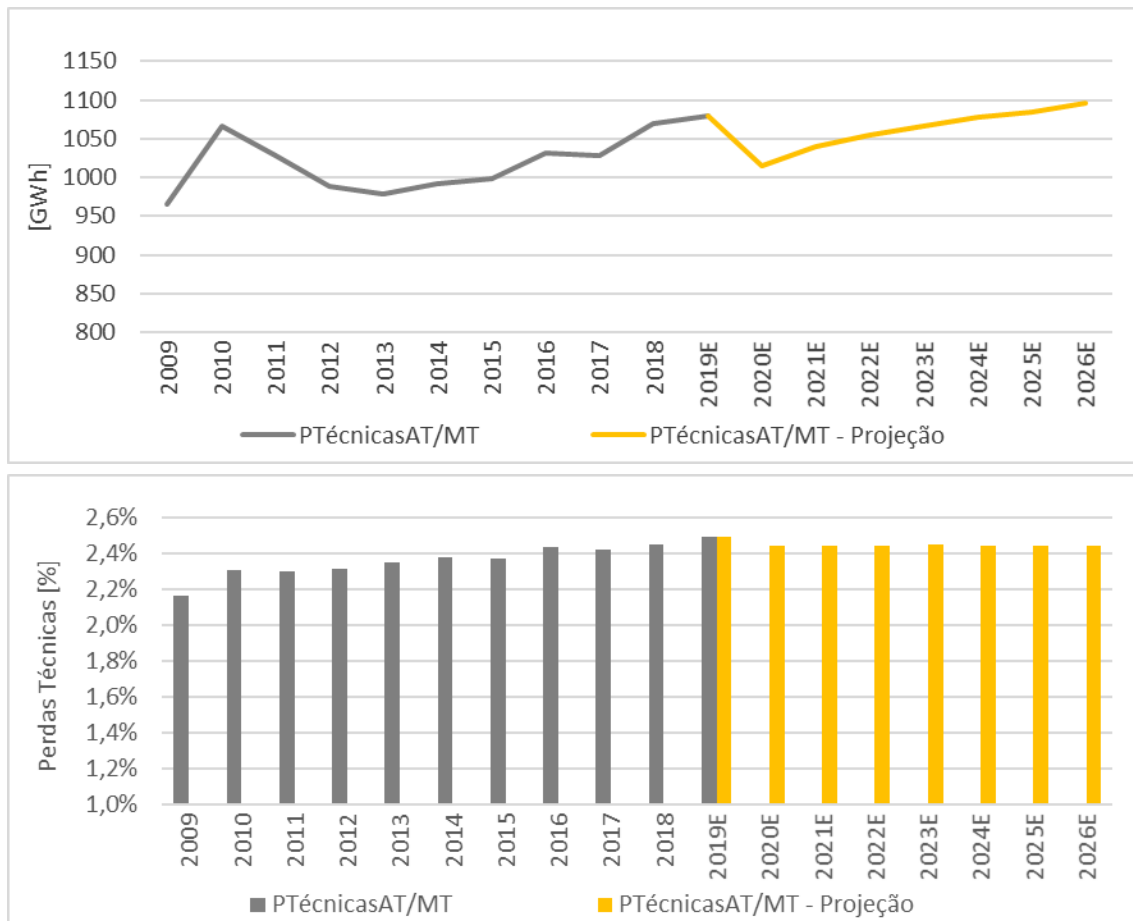


Figura 7 - Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

#### 3.3.1 Monetização dos benefícios

A monetização deste vetor é dada pela diferença entre a evolução das perdas técnicas com e sem consideração do investimento em ER.

A Figura 8 apresenta o benefício a longo prazo por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do período do PDIRD-E 2020. Como se observa, o benefício que deriva do investimento em ER, tem um retorno bastante célere e elevado.



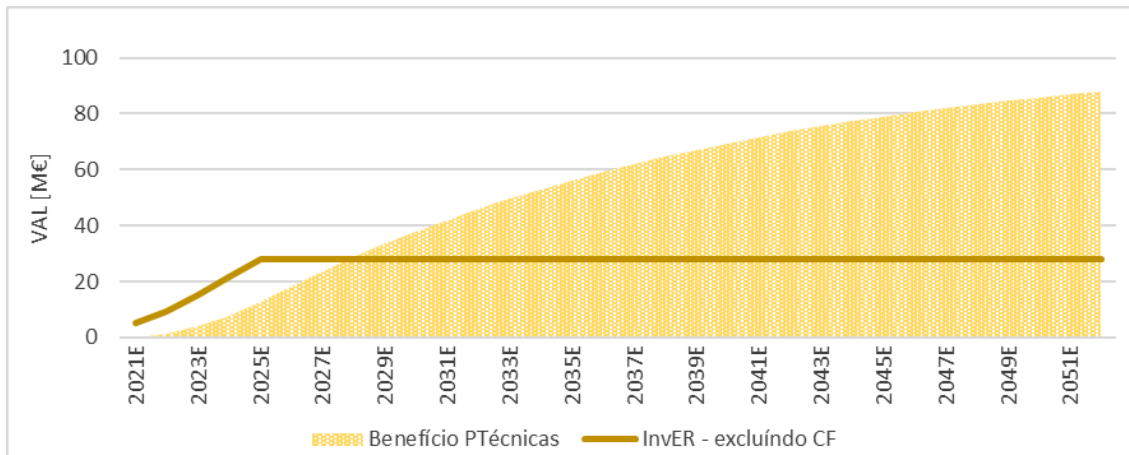


Figura 8 - Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.

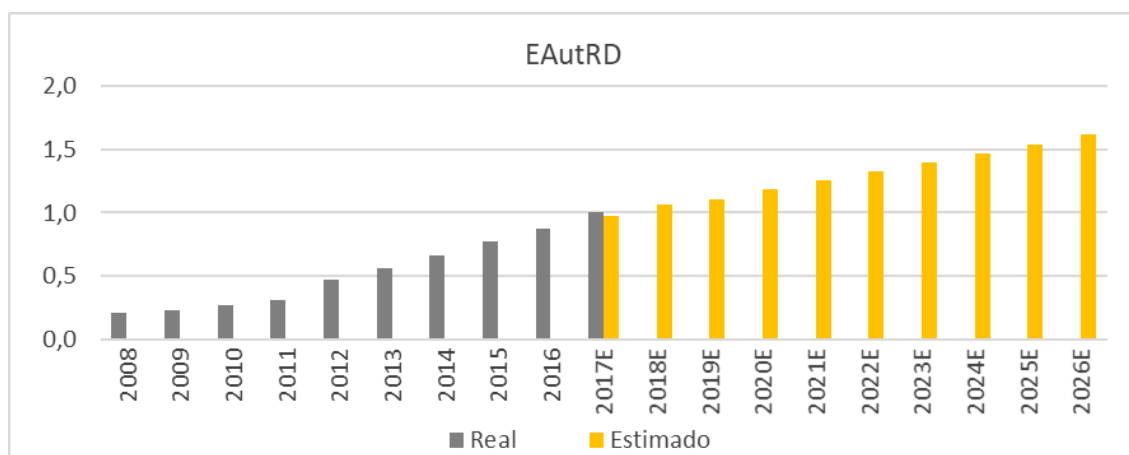
Têm sido desenvolvidos outros estudos sobre perdas, nomeadamente sobre o impacto da produção distribuída (PD) nas perdas da rede [10]. Estes estudos mostram que a PD tem um impacto considerável nas perdas, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever este módulo.

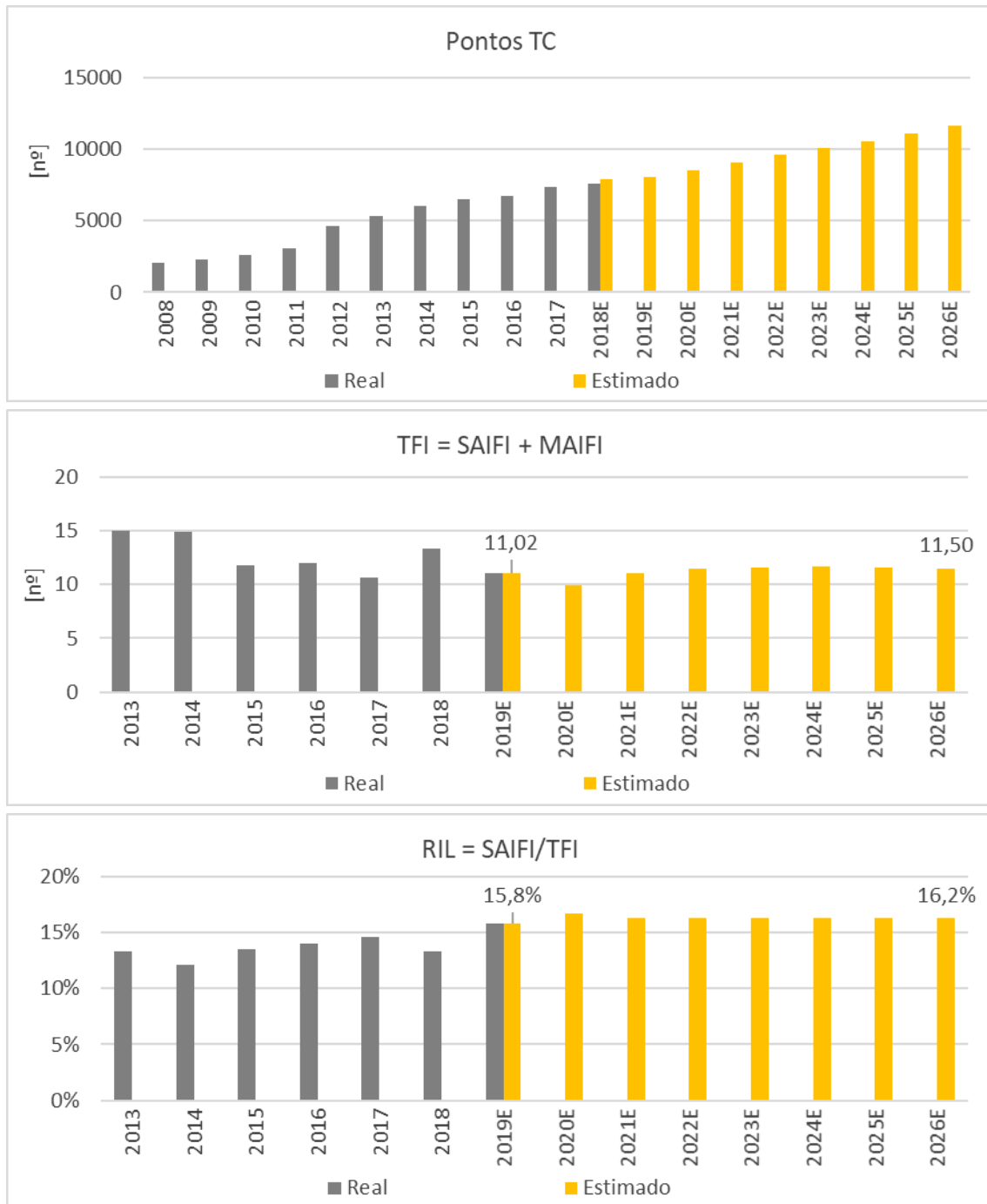
### 3.4 Vetor Eficiência Operacional

Os investimentos associados a este vetor visam obter benefícios efetivos na redução dos custos de operação da rede de distribuição. A construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder de forma mais rápida e adequada a eventuais incidentes tem grande impacto neste vetor, mas é de avaliação muito complexa.

Os investimentos feitos neste vetor são feitos com o objetivo de obter benefícios efetivos em termos do custo de operação da rede de distribuição. Estes investimentos referem-se aos níveis de tensão AT e MT, e conseqüentemente, relacionados com a construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder mais rápida e adequadamente a eventuais incidentes. Desta forma, o investimento em EO pode induzir também melhorias na qualidade de serviço (não monetizadas no vetor).

A Figura 9 expõe os principais resultados obtidos pelos ME desenvolvidos com base nas considerações e metodologia atrás explicadas.





**Figura 9 – Estimativa dos índices EAuTRD, PontosTC, TFI e RIL.**

A Figura 9, apresenta um crescimento dos EAuTRD e dos PontosTC coerente com os investimentos efetuados. O TFI e o RIL, como demonstrado no vetor QST (3.2.1, apresentam uma ligeira melhoria no total de interrupções - TFI (-3,1%) e um aumento das interrupções curtas face às longas – RIL (2,4%).

Note-se que o RIL serve sobretudo para caracterizar situações em que o número total de interrupções não varia, mas em que, por exemplo, uma parte das interrupções longas é transformado em interrupções curtas.

### 3.4.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios decorrentes do investimento no vetor EO incluiu duas componentes. A primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI. Este custo é calculado de acordo com os tempos médios apurados para um incidente e do rácio médio de incidentes que originam ordens de serviço, sendo o seu benefício dado pela diferença em se considerar os índices MAIFI e SAIFI com e sem investimento. Note-se ainda que, por indicação da E-REDES, se considerou o valor de referência de 8 minutos para interrupções de curta duração. Neste estudo, considerou-se um custo médio de ordens de serviço de 250€/h.

A segunda componente prende-se ao OPEX, relacionado linearmente com a evolução dos PontosTC. Ou seja, o benefício desta componente resulta do custo do OPEX/Cliente em função da evolução dos PontosTC, ao ser considerado ou não investimento em EO.

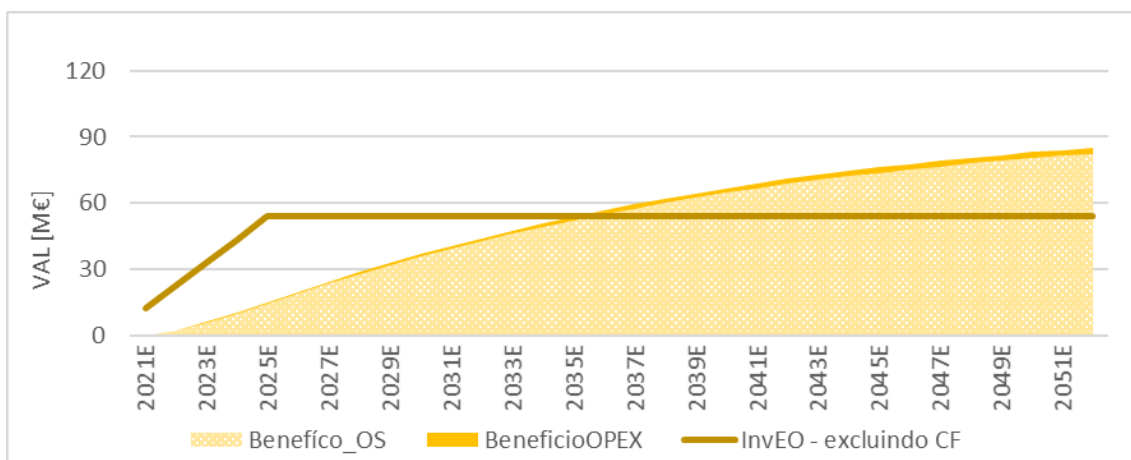


Figura 10 – Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em EO.

À semelhança do vetor ER, percebe-se que este vetor também se caracteriza por uma rápida monetização.

Como índice complementar, e à semelhança do benefício decorrente das ordens de serviço, calculou-se as emissões de CO<sub>2</sub>, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento. No cálculo das emissões CO<sub>2</sub>, considerou-se como referência que são emitidas 150g/km e é percorrida uma distância média de 100km por ordem de serviço.

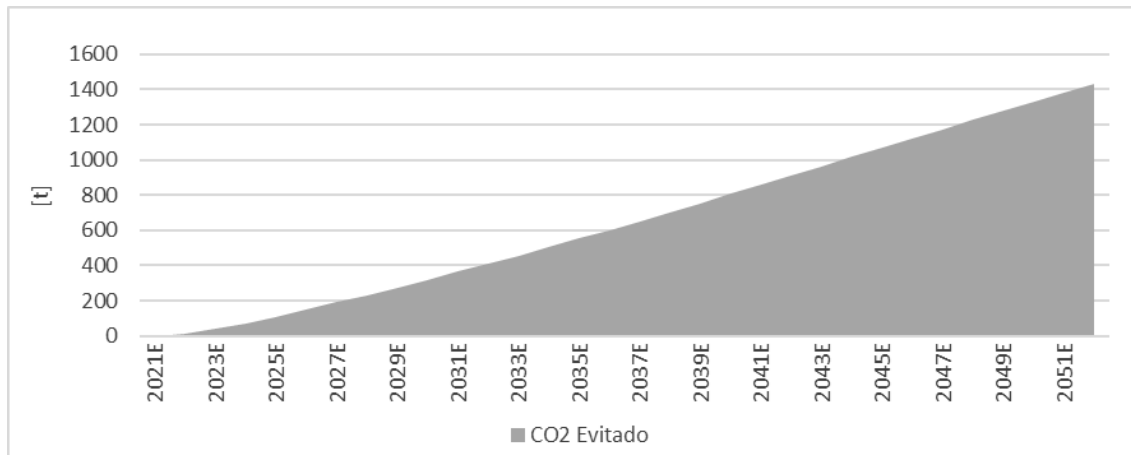


Figura 11 – Emissões de CO2 evitadas decorrentes do investimento em EO.

Optou-se por não monetizar as emissões de CO2, uma vez que a penalização paga é residual quando comparado com os restantes montantes analisados.

### 3.5 Vetor Acesso Novos Serviços

O vetor ANS inclui investimentos em dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede que permitirão obter informação complementar, assim como processamento e ações a nível local, permitindo, entre outros:

- Menor manutenção e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- Contribuição para o estabelecimento de mercados de energia locais;
- Contribuição para estimação de perdas técnicas;
- Contribuição para identificação de anomalias de consumo / fraudes;
- Exploração de unidades de armazenamento;
- Localização de defeitos;
- Maior consciencialização dos consumidores sobre os seus consumos (testes do *InovCity* mostraram reduções de consumo de 3,9%) [11]. Embora se trate dum benefício ao nível BT, esta redução também teria impacto nos níveis superiores.

A Figura 12 apresenta a evolução do N\_MonRD projetada para o cenário central de consumos considerado no Plano<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Conforme estudo E-REDES de previsão da procura de eletricidade 2020-2027.

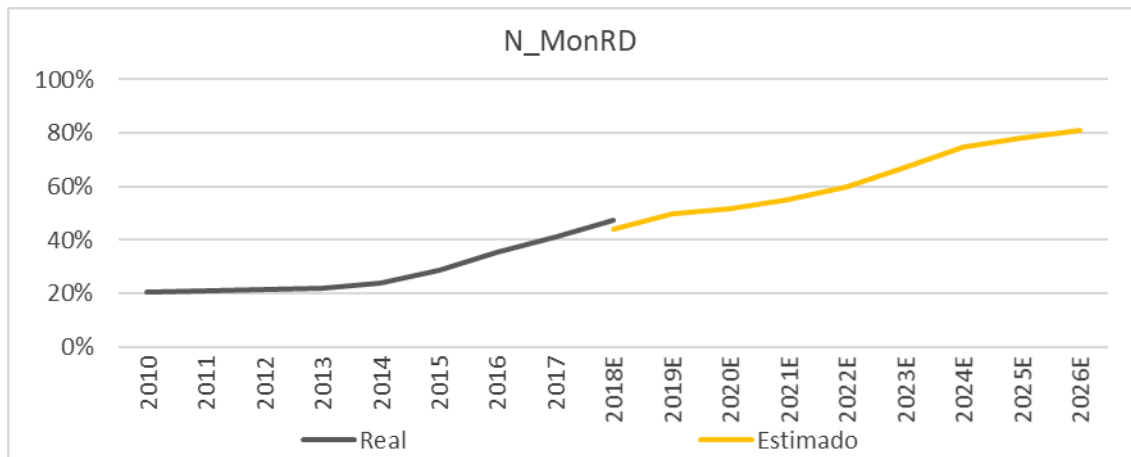


Figura 12 – Projeções para o N\_MonRD.

Com base no estudo referido e no pressuposto de que o consumo em BT representa sensivelmente 59% do trânsito em MT, aferiu-se que a redução máxima da ponta para um nível de monitorização total (semelhante à do estudo) seria de 2,3%. Na Figura 13, observa-se a redução de ponta estimada para o N\_MonRD anteriormente apresentado.

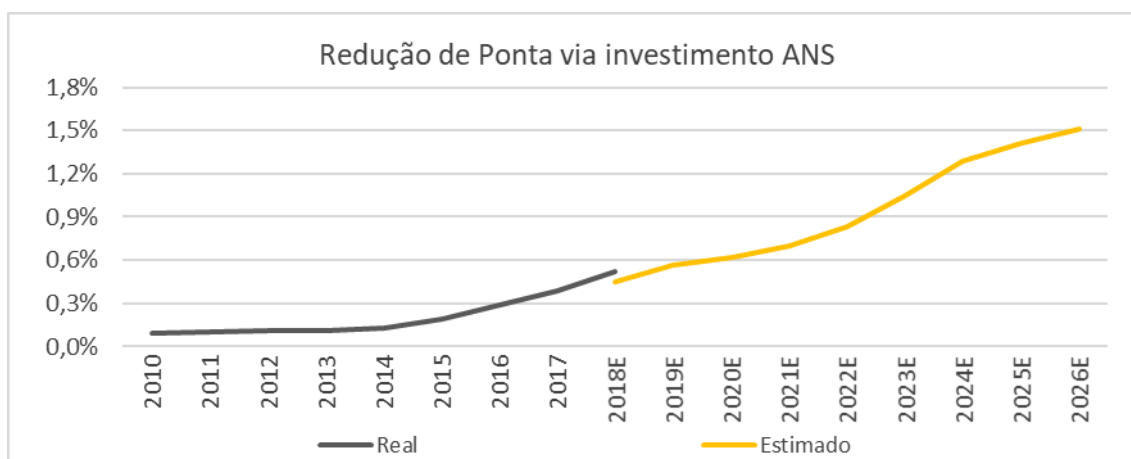


Figura 13 – Projeções para a redução de Ponta.

Estes elementos possuem uma vida útil relativamente reduzida (cerca de 15 anos), o que obriga a um reinvestimento em ANS antes do fim do período de monetização. Para integrar este efeito, considerou-se que a cada ano era reduzido o benefício de ponta alcançado 15 anos antes. A Figura 14 ilustra o efeito referido.

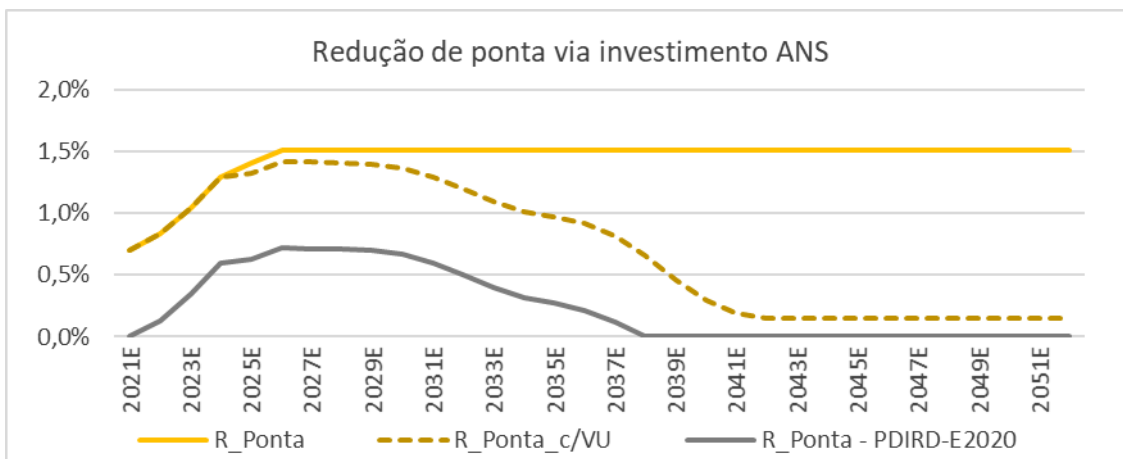


Figura 14 – Projeções para a redução de Ponta considerando a vida útil dos dispositivos e para a redução de ponta efetiva decorrente do investimento em ANS no PDIRD-E 2020.

### 3.5.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos investimentos para o vetor ANS teve por base o custo com a END, consequente da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, semelhante ao realizado na SA. O benefício calculado para este vetor resulta da diferença de custos com o aumento da capacidade de monitorização da rede derivado do investimento em ANS.

A Figura 15 apresenta o benefício a longo prazo bem como os custos associados ao investimento ANS (este vetor não possui programas de investimento participados). À semelhança do vetor SA os potenciais benefícios neste vetor ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano.

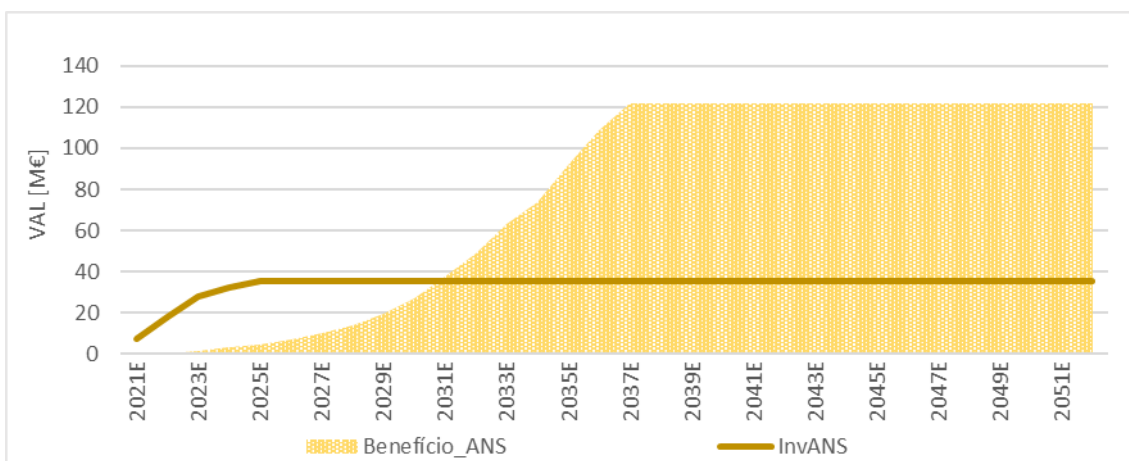


Figura 15 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.

## 4 Conclusões

Os modelos desenvolvidos neste estudo permitiram obter projeções para os indicadores adotados para os vetores SA, QST, ER, EO e ANS, decorrentes dos investimentos considerados na proposta final do PDIRD-E 2020, tendo também sido monetizados os benefícios dos mesmos.

Os resultados da análise de monetização dos vetores mostram que os investimentos propostos são adequados. Pelo contrário, o desinvestimento (ou adiamento de investimentos) pode conduzir a consideráveis custos a médio e longo prazo.

O investimento proposto no PDIRD-E 2020 garante a manutenção/melhoria dos índices avaliados para a rede (secção 2.1), sendo que a monetização dos benefícios de forma genérica ultrapassa os montantes investidos. No caso do vetor da QST, a monetização é mais tardia, embora ainda dentro do respetivo período (30 anos), mas proporcionando benefícios práticos imediatos para os consumidores. No entanto, como referido, considera-se que os atuais valores de referência, definidos para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, encontram-se desadequados face ao atual paradigma destes índices, bem como o custo da END, que se considerou constante ao longo do período de monetização, poderá estar a ser subvalorizada.

Assim, os investimentos previstos na proposta final do PDIRD-E 2020 asseguram uma melhoria global da qualidade de serviço técnica. A redução de assimetrias, é conseguida pela orientação de um maior volume de investimento para as zonas onde se localizam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço (zona C do RQS), aumentando-se o risco de degradação nas melhores zonas (zonas A e B).

A atualização do histórico de QST (incluindo-se o ano de 2019) e dos cenários de projeção da procura, que refletem uma queda, considerando o impacto da crise pandémica, não impediu que os vetores tivessem uma monetização relativamente célere.

## 5 Referências

- [1] INESC TEC, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na Qualidade de Serviço, na Eficiência da Rede, na Eficiência Operacional e no Acesso a Novos Serviços”, Projeto EstInvestQoS, Proposta de trabalho, maio 2017.
- [2] INESC TEC, “Modelo de estimação do impacto do investimento e da manutenção na Qualidade de Serviço Técnica”, Projeto leM\_QST, Proposta de trabalho, junho 2019.
- [3] E-REDES, “Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027”, janeiro 2021
- [4] Pedro Carvalho, João Santana, Marcelino Ferreira, João Machado, Alexandre Dias, “Avaliação do comportamento da rede de distribuição face ao crescimento da produção distribuída”, INESC-ID, Lisboa, 8 de junho 2016.
- [5] João Santana, Pedro Carvalho, Alexandre Dias, “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST, 2018.
- [6] Nuno Fidalgo, Pedro Macedo, João Tomé Saraiva, Manuel Matos, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional”, Relatório Final – Síntese do Projeto *Implnv*, dezembro 2016.
- [7] João T. Saraiva, J. Nuno Fidalgo, Rúben A. Soares, Rui B. Pinto, “Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental – Análise de Benefício Custo e Planos de Implementação de Projetos Piloto”, Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC, junho de 2016.
- [8] EDP Distribuição, “Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico”, Portugal, Outubro 2013. [<https://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/documentacao/Pages/RegulamentoQualidadeServico.aspx>]. [Acedido em março de 2018]
- [9] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço”, Regulamento n.º 3/2017, <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Paginas/default.aspx>. [Acedido em março 2018]
- [10] J. Nuno Fidalgo, José Pedro Paulos, “Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”, Projeto LossPD – Relatório final, INESC TEC, dezembro 2019
- [11] ERSE, “Contadores Inteligentes de Eletricidade – estudo previsto na portaria N.º 231/2013, setembro 2014



# **ANEXO H.3 – ANÁLISE DA QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES AT/MT A MANTER EM RESERVA OPERACIONAL NO HORIZONTE DO PDIRD-E 2020**

Página em branco

Análise da Quantidade de Transformadores  
AT/MT a Manter em Reserva Operacional no  
Horizonte do PDIRD-E 2020

---

Sumário Executivo

Março de 2020

## 1. Sumário Executivo

Os equipamentos das redes elétricas estão sujeitos a avarias que, numa parte significativa, podem ser consideradas inevitáveis. Por razões de qualidade de serviço, os sistemas elétricos devem ser projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. O planeamento adequado da rede de distribuição de energia elétrica deve prever uma reserva de transformadores de potência, visto que a falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores.

O número de transformadores numa subestação é habitualmente definido pelo critério N-1, em que dois ou mais equipamentos são operados em permanência, para que a subestação atenda à ponta de consumo, mesmo com a falha de um deles, ainda que em regime de sobrecarga admissível e deslastrando alguma carga para subestações vizinhas. É desejável que o equipamento avariado seja reparado, quando possível, ou substituído por um da reserva o mais brevemente possível.

No caso dos transformadores de potência distinguem-se falhas, ou avarias, que podem ser reparadas no local e avarias mais profundas, ou “catastróficas”, que obrigam à substituição do equipamento.

As falhas em transformadores são um acontecimento raro, sendo expectável uma avaria genérica em toda a sua vida útil, enquanto uma avaria catastrófica afetará uma pequena parte (cerca de 10%) desses transformadores. Ao invés, o impacto financeiro é grande e o tempo de reposição do ativo demorado: a substituição de um transformador de potência AT/MT pode demorar até uma semana e o tempo de reparação após uma avaria profunda, 2 a 3 anos.

A quantidade de transformadores afetos a reserva tem influência direta nos custos das empresas de eletricidade, visto que uma reserva excessiva representa quase sempre um investimento desnecessário, enquanto a falta de equipamentos de reserva pode comprometer a fiabilidade do sistema e, com isso, aumentar os custos de operação. O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações) é determinado pelo nível de fiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição, armazenamento e manutenção dos equipamentos de reserva, interrupção do fornecimento de energia, para além das indemnizações e penalizações previstas na regulação do sector.

Em abril de 2020 a EDP Distribuição tem de apresentar o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E) para o período 2021 – 2025, o qual será analisado pelos diversos agentes económicos.

A necessidade de justificar os investimentos que se apresentam no PDIRD-E tornou necessário o desenvolvimento de estudos para fundamentar as propostas de investimento. Para o efeito, foi nomeado o grupo de trabalho com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT, revendo o documento sobre o mesmo tema elaborado em 2015, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

## 2. Caracterização do Parque em Exploração

O conhecimento das características do parque em exploração na EDP Distribuição é o primeiro passo para a avaliação das necessidades de reserva.

Neste ponto é caracterizado o parque de transformadores em exploração com base no cadastro existente em SIT e JUMP em dezembro de 2018, utilizando a mesma fonte do RARI 2018:

- Relação de transformação;
- Grupo de ligação;
- Potência nominal.

### 2.1. Subestações

A rede de distribuição de Portugal Continental é constituída por 393 subestações AT/MT e 28 SE MT/MT. Não são incluídas as SE Móveis. A Figura 1 apresenta o número de subestações em serviço (Fonte: Caracterização da Rede Nacional de Distribuição em 31.12.2018, RARI 2018).

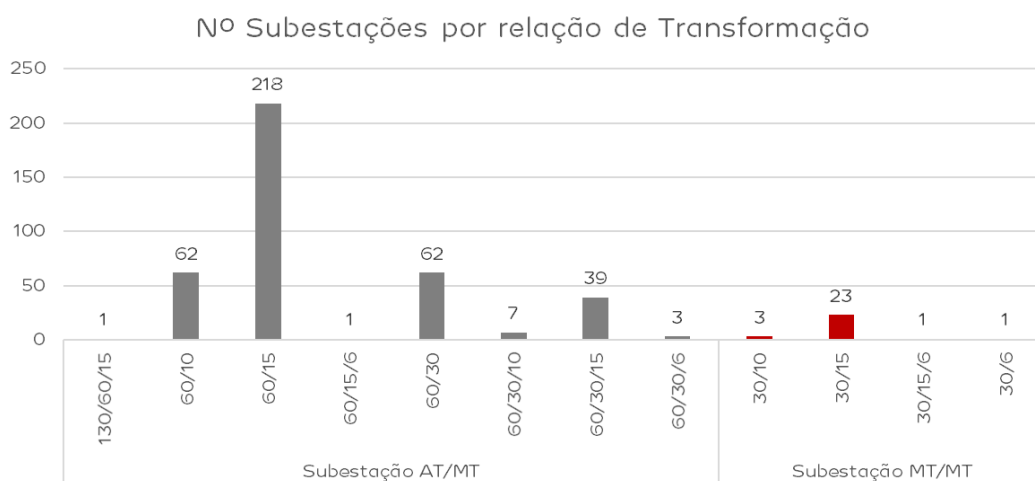


Figura 1 – Número de subestações por relação de transformação. (Fonte: RARI 2018)

### 2.2. Transformadores

Relativamente ao número de transformadores em exploração, atualmente existem 730. Destes, 677 são transformadores MAT/MT ou AT/MT e 53 são transformadores MT/MT.

A idade média dos TP AT/MT em exploração é de 30,9 anos. Subsistem 124 TP de construção anterior a 1975 (18% do total). Verificou-se, adicionalmente, uma expansão significativa entre 1980 e 1984, tratando-se de máquinas que atingirão os 40 anos após 2020. A idade média dos TP MT/MT em exploração é de 42,1 anos. A vida útil de um transformador de potência de média dimensão considera-se entre os 40 e os 50 anos [2], podendo encontrar-se ativos com idades superiores, como 70 anos [3].

Na Figura 2 regista-se o número de transformadores por relação de transformação.

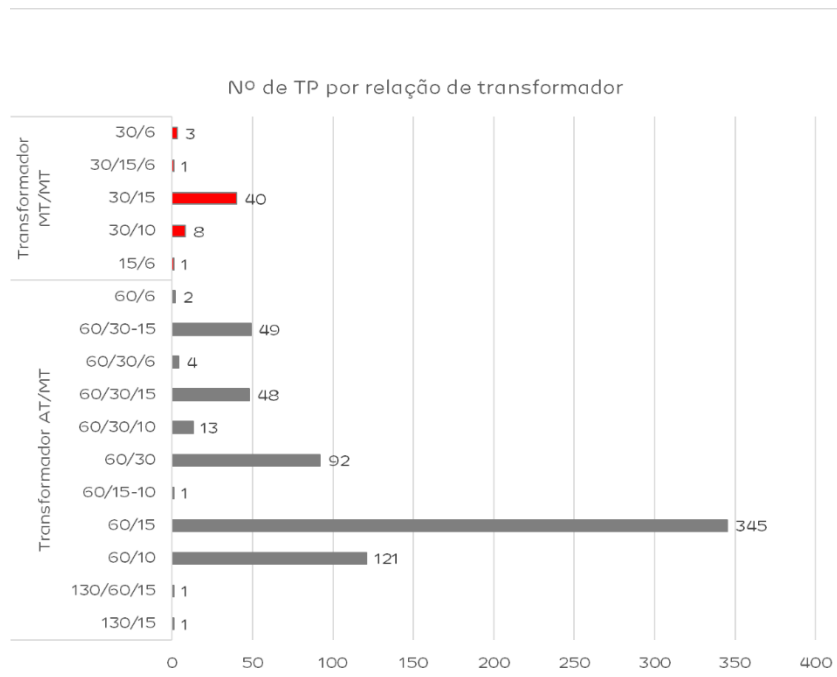


Figura 2 – Nº de transformadores por relação de transformação

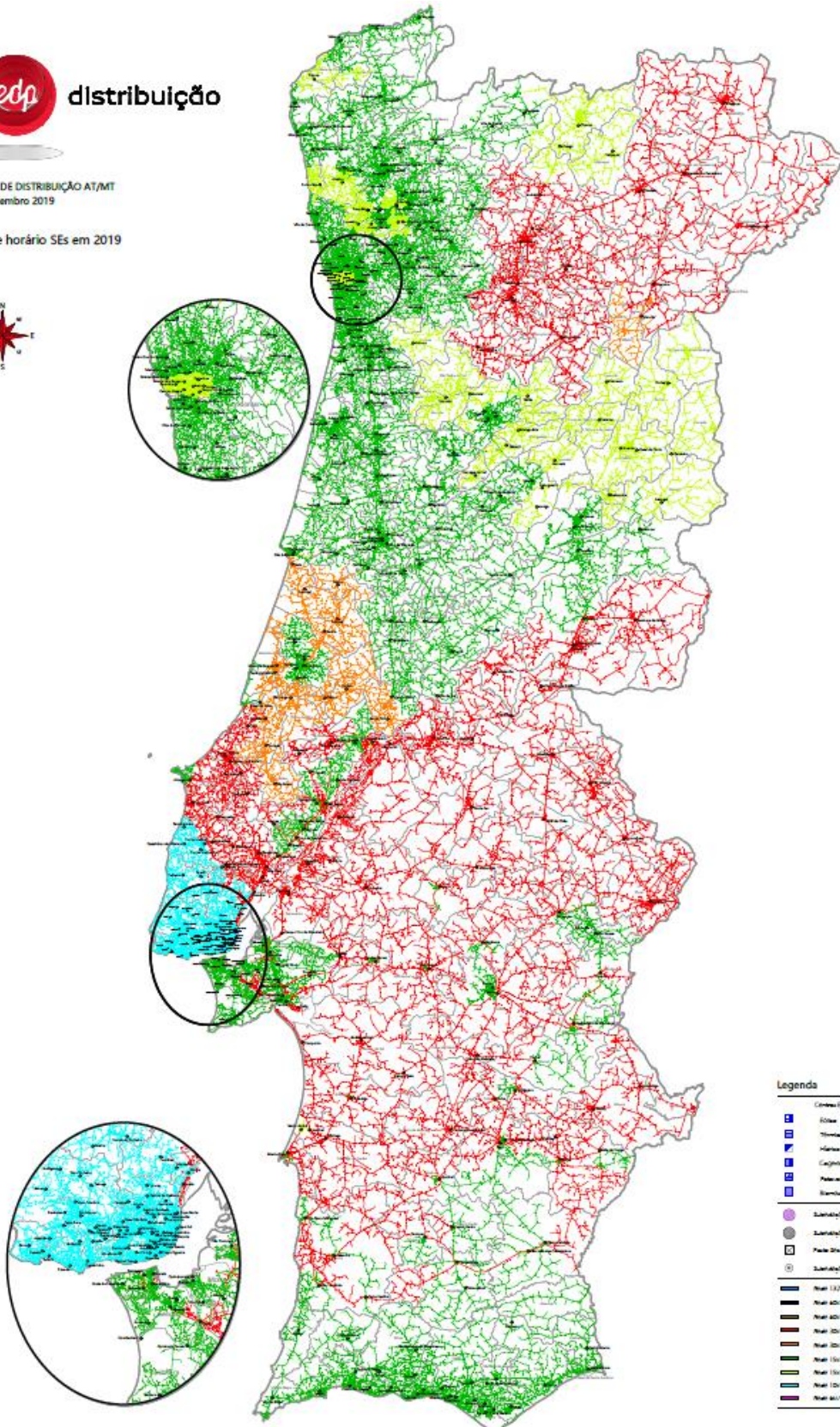
### 2.3. Grupo de Ligação

Na rede de distribuição existem vários níveis de tensão em MT, cada um com diferentes grupos de ligação dos transformadores (índices horários) dispersos por regiões. Na figura seguinte são apresentadas as diversas regiões com predominância dos níveis de tensão e respetivos índices horários. A

Figura 3 apresenta o mapa global da rede MT da RND, com indicação dos níveis de tensão e índices horários associados.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO AT/MT  
31 Dezembro 2019

Índice horário SEs em 2019



**Legenda**

	Conexões Filoparasubstâncias
	Elctra
	Troncos
	Linhas
	Capitais
	Postos de 66kV
	Estações
	Subestação 66kV
	Subestação 138kV
	Posto de subestação (OPD)
	Posto de subestação (OPD)
	Subestação Central
	Rede 138kV
	Rede 66kV
	Rede 33kV (origem parafusado)
	Rede 33kV (red. N. 2)
	Rede 33kV (red. N. 3)
	Rede 33kV (red. N. 5 ou 11)
	Rede 33kV (red. N. 2)
	Rede 33kV (red. N. 11)
	Rede 33kV (red. N. 2 ou 5)

Figura 3 – Níveis de tensão e índice horário dos TP AT/MT da RND

### 3. Fiabilidade dos TP AT/MT

Foi realizada uma análise das avarias graves (avarias nos enrolamentos ou núcleo magnético), bem como das avarias no comutador em carga ocorridas nos TP AT/MT no período 2003-2018. Nesse período ocorreram 31 avarias graves (média de 2 avarias por ano).

A Figura 4 apresenta o número de avarias graves ocorridas em cada ano, bem como o intervalo de idades dos transformadores avariados em cada ano.

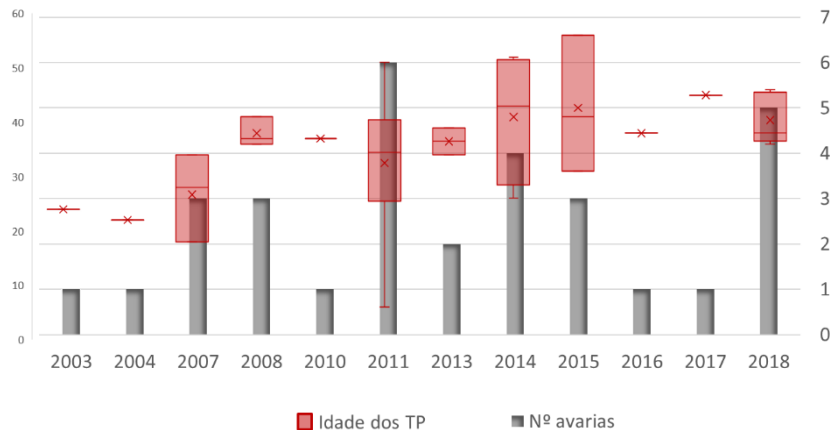


Figura 4 – Nº de Avarias Graves em TP AT/MT (a cinzento no eixo secundário) e idade dos TP avariados (a vermelho no eixo primário)

Os TP com avarias graves apresentaram uma idade média, à data da avaria, de 36 anos.

Um maior envelhecimento do parque de transformadores AT/MT da EDPD poderá, eventualmente, conduzir a um maior número de avarias graves ocorridos em cada ano.

A verba recomendada para renovação destes ativos permite fazer face a este tipo de contingências, as quais têm uma probabilidade de ocorrência reduzida (taxa anual de avarias de 0,0074 unidades/ano para as avarias graves, considerando os valores registados entre 2014 e 2018).

#### 3.1. Condição dos TP com base no PATH

Com o INESCTEC a EDPD desenvolveu um sistema que analisa a condição do transformador tendo como principais objetivos o diagnóstico da condição do transformador no curto prazo, a previsão da condição do transformador a longo prazo e o cálculo da probabilidade de falha dos transformadores. Este projeto denominou-se PATH – Predicting Transformer Health, e teve como objetivo a conceção de indicadores de saúde que integrassem os TP AT/MT e MT/MT.

Os modelos desenvolvidos permitem, além de automatizar e sistematizar o processo de análise de condição do transformador, sinalizar os transformadores com suspeitas de potenciais avarias ou com necessidade de substituição num horizonte próximo. No entanto, neste projeto apenas foi possível avaliar as falhas internas do TP, sendo que as avarias no comutador estão fora do âmbito deste estudo.



Um dos modelos desenvolvidos, de curto prazo, permite aferir a condição do equipamento, numa escala de 0-10 (nota: sendo 10 o pior resultado), tendo por base a análise DGA e o seu histórico.

Para o longo prazo foi desenvolvido um modelo que antevê quando é que o TP vai terminar o seu ciclo de vida (RUL), contabilizando vários fatores estudados.

A vida restante tem como base a degradação do papel e outros fatores que o algoritmo deu como relevantes, nomeadamente a qualidade do óleo e a carga a que o TP está sujeito.

Na Figura 5 apresenta-se o RUL expectável para as últimas colheitas, sendo que o algoritmo também nos apresenta o RUL mais conservador e RUL mais favorável com dois desvios padrão.

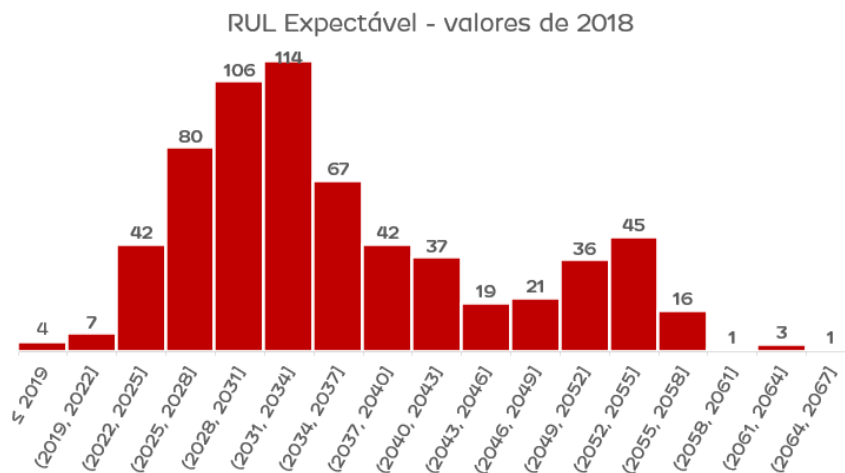


Figura 5 – RUL expectável para as últimas colheitas

Verifica-se que é expectável termos um conjunto TP a atingirem um estado que se considera como o final de vida útil no horizonte de 5 a 10 anos.

Por último, foi desenvolvido um modelo que estima a probabilidade de avaria dos TP em função do tempo de vida e dos indicadores de saúde, que nos dá a probabilidade de avaria para cada TP, com base nas componentes anteriores adicionados à condição do óleo, ao histórico de carga e aos fatores externos ao TP.

Este projeto realizou ainda várias simulações com o objetivo de estimar a evolução do número de avarias de TP com base na probabilidade de avaria e com a probabilidade de atingirem o final da sua vida útil pela degradação do papel. Como resultado obtém-se a Figura 6, onde se mostra o número de TP que se estima falharem em diferentes horizontes do Plano, onde se consideram dois cenários: i) “Cenário mais provável” e o ii) “Cenário conservador”.

O “Cenário mais provável” aponta para o número expectável de avarias, calculadas com base na degradação do papel e na probabilidade de avaria, enquanto que o “Cenário conservador” indica uma estimativa para o número máximo avarias nos próximos anos (considera uma confiança de 95%).

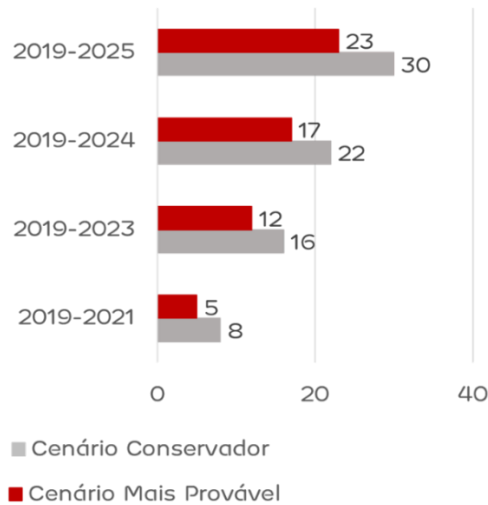


Figura 6 – Estimativa da evolução do número de avarias de TP

É esperado que falhem, até 2025, 30 TP caso seja considerado o “Cenário conservador”, e que no “Cenário mais provável” avariem 23 TP. Se analisarmos os próximos 5 anos, é possível que avariem até 16 TP, contudo o expectável é que avariem um total de 12 TP.

### ***3.2. Tempos de Reparação vs. Tempo de Substituição***

O conhecimento do tempo médio necessário para reparar ou substituir um transformador que avaria é de extrema importância, sendo uma das informações base para o dimensionamento da reserva estratégica. Para o cálculo destes valores é necessário ter em conta o tempo que decorre desde a avaria até à tomada de decisão, que pode ser de abater ou reabilitar, e também o período entre a encomenda de um novo TP e a sua entrega, ou entre o pedido de reabilitação e a sua devolução, no caso de TP ser abatido ou reabilitado, respetivamente.

Os tempos totais médios estimados que decorrem desde a avaria até à entrega do TP funcional, isto é, o período que será necessário recorrer à reserva estratégica, são de 9 meses para a reabilitação e de 30 meses para o abate.

Esses tempos deverão ser revistos periodicamente, uma vez que o dimensionamento da reserva operacional é bastante sensível a esta informação. O corolário desta afirmação é o de que poderemos obter poupanças significativas se for possível agilizar o processo de decisão na aquisição de novos TP AT/MT – algo que poderá ser analisado, inclusive, com a ERSE.

### ***3.3. Modelação Estocástica de Processo de Envelhecimento de TP e Simulação de Evolução de Falhas***

Foi desenvolvido e proposto um modelo estocástico de envelhecimento, desenvolvido no âmbito de uma dissertação de mestrado no Técnico da ULisboa, para simular a evolução dos níveis de saúde dos transformadores no tempo. O modelo é parametrizado com base nos dados disponíveis sobre os atuais índices de saúde do parque de TP.

As estratégias de renovação analisadas foram as seguintes:

- Substituição ao longo de X anos - Esta estratégia aplica uma renovação baseada exclusivamente na idade dos TP. Todos os transformadores com idade superior a X anos são substituídos.
- Nível superior do IDP de N - Esta estratégia baseia-se na substituição do número N TP pelo valor mais alto do IDP em cada intervalo de tempo.
- TOP N Possíveis END - Esta estratégia analisa quais os TP que têm um valor mais alto de END em caso de falha, multiplicado pela probabilidade de falha, o número N de TP com maior valor é substituído.
- Substituição baseada no RUL - Esta estratégia é baseada no RUL expectável determinado no PATH, que prevê um ano de falha para cada transformador. Quando um transformador excede a idade da falha, ele deve ser substituído de acordo com esta estratégia.
- Estratégia híbrida 1 - Este tipo de estratégia baseia-se na combinação da substituição dos TP com mais de 55 anos e o TOP 20 possíveis de END.
- Estratégia híbrida 2 - Este tipo de estratégia baseia-se na combinação da substituição dos TP com mais de 60 anos e o TOP 40 possíveis de END.

Os resultados mostram que nos próximos dez anos haverá uma deterioração acentuada dos TP instalados. Após 10 anos, o nível médio do índice de falha diminui, uma vez que os transformadores já degradados falham e a maioria deles é substituída por novos TP, que, por serem novos têm um baixo valor de IDP e conseqüentemente um IF baixo. Nos próximos 25 a 30 anos, haverá uma descida acentuada no valor médio do IF, o que significa que há uma grande quantidade de TP a serem substituídos nesse intervalo de tempo.

Para as estratégias de renovação baseadas exclusivamente nas idades dos TP, para 40, 50 e 60 anos pode-se concluir que, com a diminuição da idade de renovação da estratégia, há uma grande melhoria no valor da END, juntamente com uma diminuição do IF médio, e a quantidade total de falhas nas instalações instaladas. Por outro lado, há um grande aumento na quantidade de novos TP instalados.

Com a diminuição da idade de renovação, há uma antecipação do pico de substituições. O valor máximo da quantidade de substituições também diminui com a idade da renovação, devido ao facto de a quantidade de falhas diminuir.

Relativamente às estratégias com base nos 50 anos de idade, o RUL e o Top 60 de END, verifica-se que o resultado da estratégia baseada no RUL é muito semelhante à estratégia "mais de 50 anos", que apresenta uma quantidade muito baixa de falhas nos TP instalados. Para os TP instalados, há um pico principal de novos TP na rede associado à estratégia baseada no RUL, que é maior que os picos das outras duas estratégias. Essa estratégia antecipa o pico no tempo em 15 anos, quando comparada com a estratégia "Top 60 possíveis END". Por outro lado, após esse pico inicial associado ao término da vida útil de uma grande quantidade de TP nos próximos 15 anos, há uma baixa quantidade de TP instalados nos anos seguintes.

Para os valores estimados do END, é possível observar que os perfis das estratégias analisadas são verdadeiramente distintos entre si. Os perfis são semelhantes ao inverso dos novos perfis do parque instalados dos TP já analisados. Nos primeiros anos, os níveis de END aumentam um pouco, enquanto após a grande quantidade de substituições, que ocorre daqui a 20 anos, ocorre uma queda no valor da END, pois há uma grande quantidade de substituições de

transformadores. Quando comparado com as outras estratégias, o RUL garante um perfil mais suave do que a estratégia "Top 60 possíveis END", mas é menos estável que a estratégia "mais de 50 anos".

Na Tabela 1, Tabela 2 e na Figura 7 comparam-se todas as estratégias apresentadas. Na Tabela 1 apresentam-se os valores de END, o nº de falhas, nomeadamente o nº de falhas sem redundância na rede e o nº de TP instalados. Na Tabela 2 apresentam-se os custos associados a cada estratégia atualizados ao ano atual. E na Figura 7 apresenta-se um gráfico de Pareto.

Tabela 1 – Comparação entre estratégias ao nível de falhas

Estratégia	END (MWh/ano)	# Falhas	# Falhas Não redundantes	END Falhas não Redundantes (MWh/ano)	# Novos TP
Mais de 40	183	96	7	35,1	687
Mais de 50	219	116	8	40,0	567
Mais de 60	252	135	9	45,7	462
TOP 20 IPD	657	408	37	137,4	506
TOP 20 END	455	450	33	74,9	550
TOP 40 IPD	512	321	31	111,5	557
TOP 40 END	314	414	27	51,2	653
TOP 60 IPD	383	237	22	84,1	612
TOP 60 END	231	383	23	41,3	762
RUL	212	123	13	52,0	664
Híbrido 1	179	119	7	29,1	596
Híbrido 2	158	122	7	26,0	661

Tabela 2 – Comparação entre estratégias ao nível de custos

Estratégia	Custo Global (M€)	Custo END (M€)	% Custo END	Investimento novos TP (M€)	% Investimento novos TP	Custos de Reparação TP (M€)	% Custos de Reparação TP
Mais de 40	167,5	6,6	4%	159	95%	1,9	1%
Mais de 50	107,5	8,1	8%	97,3	91%	2,1	2%
Mais de 60	66,8	9	13%	55,9	84%	1,9	3%
TOP 20 IPD	89,8	16,9	19%	71,1	79%	1,8	2%
TOP 20 END	91	13,1	14%	76,1	84%	1,8	2%
TOP 40 IPD	103,6	14,2	14%	76,1	73%	1,8	2%
TOP 40 END	108,6	9,7	9%	87,5	81%	1,8	2%
TOP 60 IPD	117,4	11,7	10%	103,9	89%	1,8	2%
TOP 60 END	128,2	7,7	6%	118,8	93%	1,7	1%
RUL	130,2	7,6	6%	120,5	93%	2,1	2%
Híbrido 1	102,1	6,8	7%	93,3	91%	1,9	2%
Híbrido 2	106,1	6	6%	98,3	93%	1,8	2%

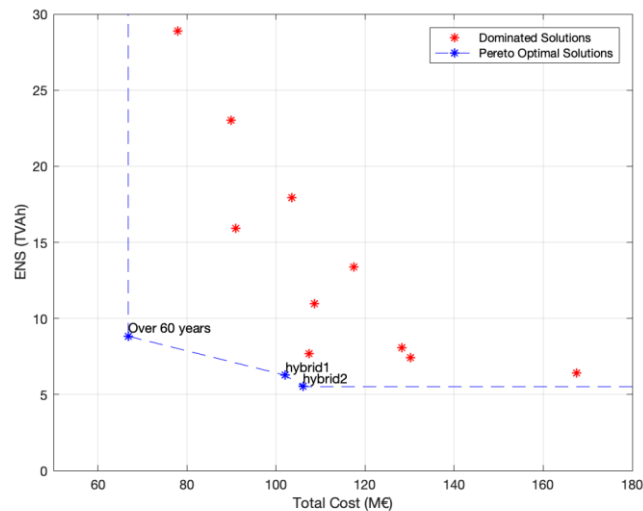


Figura 7 – Fronteira de Pareto – comparação entre estratégias

A fronteira de eficiência de Pareto mostra que existem estratégias simuladas que não são eficientes (as da direita e acima da linha azul que representa a fronteira). As estratégias no topo da fronteira são as que são mais eficientes em termos do custo total binacional da END. Os "mais de 40 anos" e a "estratégia zero" têm um valor muito alto para um desses dois parâmetros, que neste caso são o custo total da estratégia "mais de 40 anos" e o END para a "estratégia zero". Ambas as estratégias híbridas, juntamente com a estratégia "mais de 60 anos", são as estratégias mais equilibradas, uma vez que existe um equilíbrio entre o END e o custo total associado às estratégias ao longo do tempo.

Os resultados mostram que vai ser preciso uma renovação profunda da rede daqui a 10-20 anos. Com uma rede de 700 TP instalados, assumindo que a vida útil dos mesmos é de 60 anos, seria preciso uma taxa de renovação de 60 TP a cada 5 anos para manter a rede saudável, evitando assim períodos no futuro onde seja preciso investir em mais de 100 TP de uma só vez.

## 4. Dimensionamento da Reserva Operacional

O correto dimensionamento da reserva operacional é de extrema importância, já que estes equipamentos permitem a substituição de elementos avariados, cuja ausência provocaria interrupção de fornecimento, ou desencadearia situações de exploração com risco acrescido de interrupção.

Neste contexto, foram desenvolvidas duas análises complementares, que visam a avaliação da dimensão da atual reserva de transformadores AT/MT, propondo, caso se entenda necessário, a aquisição de novos equipamentos.

### 4.1. Modelo com base no número estimado de avarias por relação de transformação e potência nominal do TP

A primeira abordagem de dimensionamento da reserva operacional foi realizada tendo por base o número estimado de avarias por relação de transformação e potência nominal do TP, na

estratégia 0, acrescido de um desvio padrão. Este acréscimo teve como objetivo o aumento do nível de confiança dos resultados, evidenciando a postura de aversão ao risco da empresa.

Por forma a avaliar se o número de TP AT/MT que compõem a reserva operacional atualmente é suficiente, foi necessário distribuir o número de falhas totais por tipo de relação de transformação, ao longo dos dois períodos de 5 anos, respetivamente.

Para isso, foram realizados, por tipo de relação de transformação, 2000 sorteios dos momentos de falha (1000 para cada período de 5 anos), assumindo-se uma distribuição uniforme dos mesmos no tempo.

Para além dessa informação, foi necessário, também, simular o tipo de decisão que será tomada perante a falha, ou seja, se a ação a tomar será a de reabilitar o TP ou a de o abater. Tendo por base o histórico de avarias a partir de 2016, considerou-se que a proporção de TP para abate seria 37% e para reabilitação 63%.

Com estas informações, e tendo presente os tempos médios de reparação e substituição, foi então possível simular o processo de falha, e cruzar, a cada momento, esses dados com os da reserva operacional. Esta análise teve como objetivo a realização de uma gestão dinâmica da reserva, garantindo, assim, que o número de TP AT/MT que se propõe que seja adquirido é o mínimo indispensável.

Tendo em conta as condições detalhas acima, os resultados do modelo, para os períodos PDIRD-E 2021-2025 e PDIRD-E 2026-2030, encontra-se sintetizados na Tabela 3 e na Tabela 4. É também apresentado, para cada uma das categorias, o número de TP que se encontram em reserva atualmente.

Tabela 3 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período PDIRD-E 2021-2025, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva (atualmente)		Nº TP para proposta de aquisição – período PDIRD-E 2021-2025
	7.5 MVA < S <= 20 MVA	S > 20 MVA	
60/15	1	2	5
60/10	4	1	0
60/30	0	2	1
60/30/15	0	1	3
60/30/10	0	0	0
<b>Total</b>	5	4	9

Tabela 4 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período PDIRD-E 2026-2030, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva (atualmente)		Nº TP para proposta de aquisição – período PDIRD-E 2021-2025
	7.5 MVA < S <= 20 MVA	S > 20 MVA	
60/15	1	2	3
60/10	4	1	1
60/30		2	
60/30/15		1	
60/30/10			
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>4</b>

Estes valores têm subjacente uma grande aversão ao risco, que corresponde ao cenário indicado pelo percentil 95, das 1000 simulações realizadas, para cada tipo de relação de transformação e período de 5 anos.

#### **4.2. Modelo com base no momento previsto para o fim do ciclo de vida do ativo (RUL)**

A segunda abordagem de dimensionamento da reserva operacional teve como objetivo a identificação, num horizonte temporal de curto prazo, as necessidades de investimento em TP AT/MT. Nesse sentido foi realizada uma análise baseada no RUL, onde foram calculadas, para os TP com maior probabilidade de avariarem, as probabilidades de falha, para o período de 2021-2022.

Para além disso, e como o problema se agrava quando ocorrem avarias de vários equipamentos no mesmo período, foram analisadas as probabilidades de falhas simultâneas de conjuntos de 2, 3 e 4 TP. Com base nesses valores, a estimativa do número de TP que se prevê que sejam necessários, no curto prazo, encontra-se apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Reserva atual e necessidades de investimento em TP AT/MT para o período 2021-2022, por relação de transformação

Tipo de TP AT/MT	Nº TP em reserva		Nº TP a adquirir - período 2021-2022
	7.5 MVA < S <= 20 MVA	S > 20	
60/15	1	2	1
60/10	4	1	
60/30		2	
60/30/15		1	1
60/30/10			
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>2</b>

## 5. Conclusões

Após a realização do trabalho de apuramento das necessidades de investimento em TP AT/MT para a reserva operacional, chegou-se à conclusão que, no período do PDIRD-E 2021-2025, será necessário adquirir 9 TP AT/MT. Mais concretamente, e tendo em conta os grupos de ligação normalizados para cada tipo de relação de transformação, seriam 5 TP 60/15 YNd11 ou YNd5, 1 TP 60/30 YNyn0 e 3 TP 60/30/15 YNyn0d11 ou YNyn0d5.

O número esperado de falhas anuais de TP AT/MT aumentará substancialmente na próxima década, devido ao envelhecimento dos transformadores. Essa conclusão recomenda a definição de uma estratégia de gestão deste ativo a longo prazo, a qual poderá passar pela substituição antecipada de transformadores em fim de vida.



# **ANEXO H.4 – FUNDAMENTAÇÃO DOS VALORES DE INVESTIMENTO NECESSÁRIOS PARA A RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS NAS REDES DE MT E AT**

Página em branco

Fundamentação dos valores de investimento  
necessários para a renovação e reabilitação de  
Ativos nas redes de MT e AT

---

Sumário Executivo

Maio 2020

## 1 Introdução

A necessidade de se proceder a uma adequada e sustentável renovação de ativos está presente na definição dos Planos de Investimento delineados pela EDPD.

Tendo presente essa circunstância, procedeu-se à fundamentação dos valores de investimento de renovação e reabilitação de ativos nas redes AT e MT.

A análise realizada às necessidades de investimento foi concretizada em cinco passos que a fundamenta:

1. Identificação de indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT;
2. Caracterização da situação atual e identificação de tendências verificadas nos últimos anos – análise a efetuar para as principais classes de ativos; identificação dos ativos que já chegaram ao fim da vida útil/amortizados (já não estão a ser remunerados, mas continuam em serviço, com reflexo ao nível do OpEx da EDPD);
3. Impacto da evolução dos consumos na definição da estratégia de renovação da rede;
4. Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos para o período 2021 – 2030 (com maior detalhe no período 2021-2025);
5. Análise dos impactos dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT.

O presente Sumário Executivo apresenta as conclusões obtidas relativamente às necessidades de investimento de Renovação e Reabilitação de Ativos para o período abrangido pelo PDIRD-E 2020.

## 2 Caracterização da situação atual dos Ativos de MT e AT

Procedeu-se à comparação do volume anual de investimento realizado na RND com as amortizações líquidas de cada exercício, para o período 2007-2018. Os valores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Investimento e Amortizações associadas à RND, período 2007-2018.

*Valores em milhares de euros*

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amortizações Brutas (não líquidas participações)	145 334	150 066	156 164	142 147	143 978	154 225	156 984	162 594	167 580	169 583	173 734	170 999
Investimento a Custos Totais (não líquido participações)	154 096	168 695	157 926	154 707	177 625	206 710	179 106	198 120	180 161	153 802	137 470	91 781
Investimento / Amortizações	1,06	1,12	1,01	1,09	1,23	1,34	1,14	1,22	1,08	0,91	0,79	0,54

A consulta dos valores apresentados na Tabela 1 permite concluir que o valor dos investimentos realizados na RND ultrapassou o valor das amortizações líquidas até 2015, invertendo-se a situação a partir de 2016. 2018 surge como um ano atípico no que diz respeito ao volume de investimento realizado na RND, estando associado às contingências associadas à entrada em produtivo de um novo sistema informático na EDPD de gestão de ativos (JUMP) que, pela sua

complexidade, obrigou ao adiamento de alguns projetos de investimento na fase inicial de transição entre sistemas.

Apresenta-se na Tabela 2 a base de ativos bruta específica da EDP Distribuição, líquida de subsídios e amortizações. Esta base totaliza 2,7 mil M€, 61% dos quais correspondem a ativos da AT e da MT.

Tabela 2 – Base de ativos bruta específica da EDP Distribuição, líquida de subsídios e amortizações.

Valores em Milhões de Euros

	Ativo Bruto Total (1)	Subsídio ao Investimento (2)	Ativo Líquido de Subsídios Total (3) = (1)-(2)	Amortizações Acumuladas (4)	Compensação das Amortizações (5)	Amortizações Acumuladas Líquidas (6) = (4)-(5)	Ativo Líquido de Amortizações total (7) = (3)-(6)	Peso no Ativo Líquido de Amortizações
<b>Específico em AT</b>	<b>1 023</b>	<b>197</b>	<b>827</b>	<b>595</b>	<b>83</b>	<b>512</b>	<b>315</b>	<b>12%</b>
Linhas Aéreas	682	147	535	401	68	333	202	7%
Cabos Subterrâneos	186	18	169	106	6	101	68	2%
Postos Corte e Seccionamento	96	30	65	45	9	36	29	1%
Equipamento Contagem	3	0	3	3	0	3	0	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	56	2	54	39	1	39	16	1%
<b>Específico em MT</b>	<b>5 087</b>	<b>784</b>	<b>4 303</b>	<b>3 342</b>	<b>405</b>	<b>2 936</b>	<b>1 367</b>	<b>50%</b>
Linhas Aéreas	1 998	408	1 590	1 291	202	1 090	500	18%
Cabos Subterrâneos	1 034	268	766	639	133	506	261	10%
Subestações	1 895	96	1 799	1 311	65	1 245	554	20%
Postos Corte e Seccionamento	69	9	60	31	3	28	32	1%
Equipamento Contagem	65	2	63	58	2	56	7	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	25	0	25	12	0	12	13	0%
<b>Específico em BT</b>	<b>6 755</b>	<b>1 961</b>	<b>4 795</b>	<b>5 077</b>	<b>1 340</b>	<b>3 737</b>	<b>1 058</b>	<b>39%</b>
Postos Transformação e Seccionamento	1 459	308	1 151	1 028	200	828	322	12%
Redes e Chegadas	3 464	1 211	2 253	2 660	841	1 819	434	16%
Contadores e acessórios	895	95	799	845	95	750	50	2%
Equipamentos Acessórios e Outros	3	0	3	3	0	3	0	0%
Iluminação pública	841	338	503	518	203	315	188	7%
Equipamentos Telegestão Energia Energy Box	94	8	86	22	0	22	64	2%
<b>Específico EDPD</b>	<b>12 865</b>	<b>2 941</b>	<b>9 925</b>	<b>9 013</b>	<b>1 828</b>	<b>7 185</b>	<b>2 740</b>	<b>100%</b>

Apresenta-se na Figura 1 a base de ativos bruta específica da RND por nível de tensão e classe de obra.

**Base de Ativos Bruta Específica EDPD (AT e MT)**

Valores de 2018 em Milhões de euros

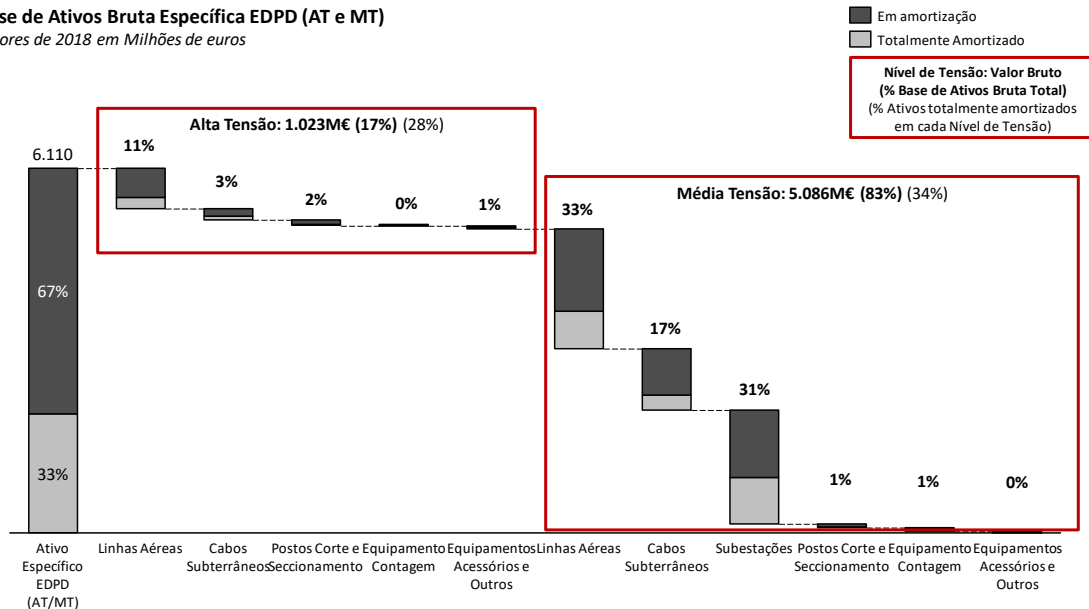


Figura 1 – Base de ativos bruta específica da RND discriminada por nível de tensão e por classe de obra.

A Figura 2 apresenta, para cada SSS, a percentagem de ativos totalmente amortizados face ao total de ativos da SSS (eixo horizontal), o desvio percentual da idade média dos ativos face ao

respetivo tempo de vida útil contabilística (eixo vertical) e, de forma comparativa, o peso dos ativos da SS (em exploração e totalmente amortizados) face à base de ativos bruta específica da RND (diâmetro do círculo).

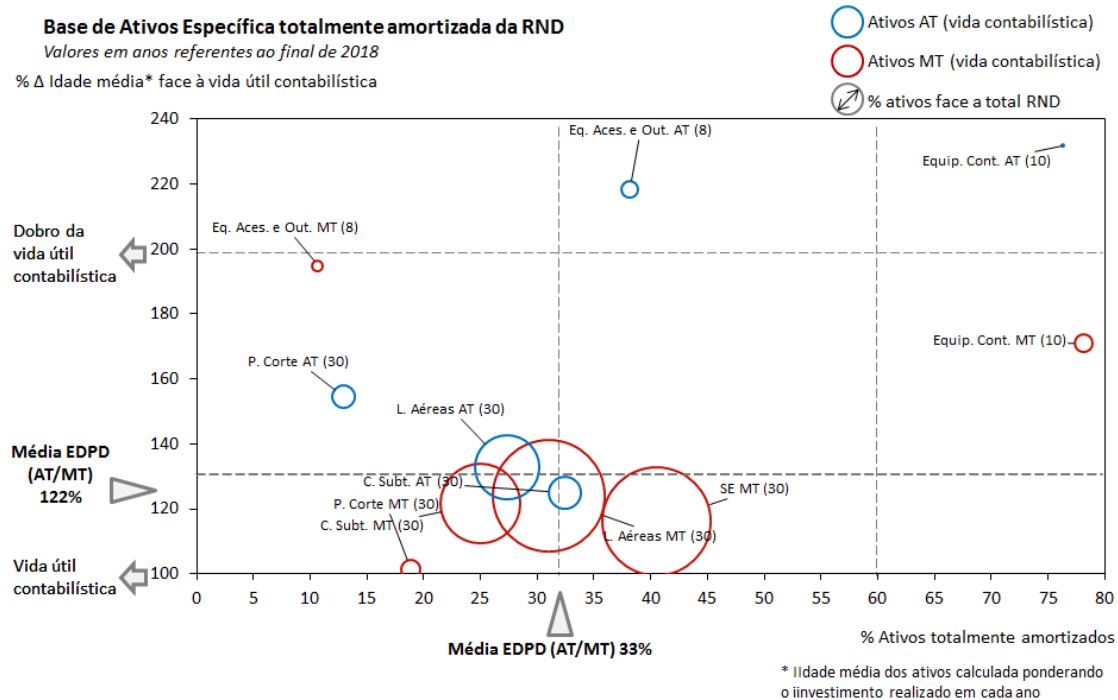


Figura 2 – Base de ativos específica totalmente amortizada da RND (2018).

### 3 Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação para o período 2021-2025

Procedeu-se à avaliação dos principais ativos da RND, com o objetivo de se identificarem necessidades de investimento associadas à respetiva renovação, tendo em conta a sua condição.

As necessidades de investimento são suportadas pelos seguintes pressupostos:

**Rede AT** – apresenta um desempenho adequado, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Para além das suas condições construtivas permitirem longevidades acima dos 30 anos, estes ativos são também alvo de ações de manutenção mais cuidadas, pelo que a sua condição atual pode ser considerada adequada.

Considera-se que as linhas aéreas poderão envelhecer 1 ano (Cenários 1 e 2) ou 2 anos (Cenário 3) até 2025 (passando para uma idade média de 27,9 anos nos Cenários 1 e 2 ou de 28,9 anos no Cenário 3). O envelhecimento de 1 ano da rede aérea implicará na renovação de cerca de 370 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 270 km no período 2021-2025.

Considera-se que os cabos subterrâneos poderão envelhecer 1 ano (Cenário 1) ou 2 anos (Cenários 2 e 3) até 2025 (passando para uma idade média de 19,9 anos no Cenário 1 ou de 21,0 anos nos Cenários 2 e 3). O envelhecimento de 1 ano da rede aérea implicará na renovação de

cerca de 27 km de rede, enquanto o envelhecimento de 2 anos obrigará à renovação de cerca de 17 km no período 2021-2025.

**Fibra Ótica** – com a entrada do Jump, a fibra ótica passa a ser caracterizada como ativo, sendo definido como um troço independente da linha aérea. No entanto, tal caracterização apenas abrange linhas aéreas onde já ocorreram intervenções.

A atual caracterização das fibras óticas dificulta a indicação de um montante destinado à sua renovação independente da renovação dos troços aéreos a que esteja associada.

Os investimentos realizados em fibra ótica, entre 2014 e 2016, foram de 1,6M€/ano. Considerando que 50% do investimento está associado a expansão da rede, estima-se as necessidades de renovação deste ativo em 0,8M€/ano.

**TP AT / MT** – os TP em serviço apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com problemas relacionados com o seu envelhecimento. Atendendo à elevada fiabilidade apresentada por estes equipamentos, o seu elevado custo de aquisição, a realização sistemática de ações de manutenção que permitem acompanhar a condição individual de cada ativo e à constituição de uma reserva operacional de transformadores que garantirão a reserva em caso de falha de transformadores, mas atendendo também a que a idade média já é assinalável, considera-se adequada a consideração de que o parque poderá manter a sua idade média (Cenário 1), envelhecer 1 ano (Cenário 2) ou envelhecer 2 anos (Cenário 3).

A idade média dos TP AT/MT em serviço em 2025 será de 31,9 anos, implicando a renovação de 42 TP AT/MT (Cenário 1), 32,9 anos, implicando a renovação de 33 TP AT/MT (Cenário 2) ou 33,9 anos, implicando a renovação de 24 TP AT/MT (Cenário 3).

**Disjuntores AT** – apresentam um desempenho adequando, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QDT associados à RND.

Considera-se que os disjuntores AT poderão envelhecer 1 ano (Cenário 1) ou 2 anos (Cenários 2 e 3) até 2025 (passando para uma idade média de 24,1 ou de 25,1 anos, respetivamente). O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de 150 disjuntores ao longo do período de 2021-2025, sendo que o envelhecimento de 2 anos implica na renovação de cerca de 120 disjuntores. A renovação deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo.

**Disjuntores MT** – apresentam um desempenho adequando, não se registando preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento. O desempenho destes equipamentos não se apresenta como crítico para os indicadores de QDT associados à RND.

Considera-se que os disjuntores MT poderão manter a sua idade atual (Cenário 1), envelhecer 1 ano (Cenário 2) ou 2 anos (Cenário3) até 2025 (passando para uma idade média de 20,0, 20,9 ou de 21,9 anos, respetivamente). A manutenção da idade atual implicará na renovação de cerca de 730 disjuntores. O envelhecimento de 1 ano implicará na renovação de cerca de cerca de 585 disjuntores e o envelhecimento de 2 anos implicará na renovação de cerca de 445 disjuntores ao longo do período de 2021-2025. A renovação deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo, bem como sobre aqueles cujo poder de corte é menos adequado às características da instalação em que se encontram inseridos.

**Escalões de Baterias de Condensadores** – considera-se ser necessário proceder à renovação dos escalões de baterias de condensadores, ainda que estes apresentem um risco negligenciável de condicionarem a operação da RND.

Prevê-se a necessidade de se proceder à renovação de cerca de 70 escalões de baterias de condensadores no período 2021-2025, reduzindo a idade média destes equipamentos para 17,1 anos (cenários 1 e 2). O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média de 18,1 anos, através da renovação de 57 unidades nesse período.

**Baterias e alimentadores de corrente contínua** – considera-se ser necessário proceder à renovação das baterias e alimentadores de CC, os quais são críticos para que se possa assegurar a operação das instalações em regime perturbado.

Prevê-se a necessidade de se proceder à renovação de cerca de 80 escalões de baterias e alimentadores de CC no período 2021-2025, reduzindo a idade média destes equipamentos para 11,3 anos (cenários 1 e 2). O cenário 3 apenas permite a manutenção da atual idade média de 12,3 anos, através da renovação de 57 unidades nesse período.

**Sistemas de Neutro** – no passado a EDPD promoveu um programa permitindo a uniformização de regimes de neutro, que se traduziu na aquisição de um elevado número de sistemas de neutro. Concluído esse programa, o número de sistemas de neutro a adquirir em cada ano será inferior ao da média dos últimos anos.

Sendo muitos dos sistemas de neutro de fabrico recente, o investimento de renovação destes equipamentos, que passam pela manutenção da respetiva idade média ao longo do período 2021-2025 (cenário 1) ou no aumento da idade média em 1 ano ao longo desse período (cenários 2 e 3), implica na aquisição de cerca de 40 ou 30 sistemas, respetivamente. A idade média no final do período seria então de 18,8 anos no cenário 1 ou de 19,8 anos nos cenários 2 e 3.

**URT/SPCC** – alguns sistemas de URT/SPCC apresentam tempos de vida útil que recomendam a sua renovação, a que crescem as necessidades de renovação associadas à dotação de funcionalidades adicionais.

Por isso, em todos os cenários se prevê a substituição das unidades mais antigas, mantendo a idade média dos sistemas de URT/SPCC ao longo do período 2021-2025 nos atuais 11,7 anos. Essa renovação implica na substituição de cerca de 85 unidades ao longo do período.

**Rede MT** – as redes MT aéreas estabelecidas em condutores de seção reduzida, sendo mais antigas, apresentam também características mecânicas e elétricas que se traduzem num pior desempenho no que diz respeito à Qualidade de Serviço proporcionada, à Eficiência de Rede e à Eficiência Operacional.

As redes de seção reduzida também podem não estar adequadamente dimensionadas face à evolução das potências de curto-circuito verificadas na RND desde o seu estabelecimento. Essa circunstância também contribui para a priorização de intervenções de renovação de redes MT em fim de vida útil.

Consideraram-se cenários de renovação de rede MT aérea baseados nas seções existentes e na duração máxima do defeito trifásico que podem suportar. O valor que se considera, para os três cenários, permitirá renovar integralmente as redes estabelecidas em condutor Cu 10 mm<sup>2</sup>, Cu 16 mm<sup>2</sup> e Al-Aço 20 mm<sup>2</sup> no período 2021-2030, bem como a remodelação de todos os troços



não dimensionados para suportarem a corrente de defeito durante 1,5 seg. (nota: as proteções deverão poder eliminar essa corrente de defeito em caso de falha da função de backup de máxima intensidade do painel de chegada do TP AT/MT). Com esse pressuposto, serão renovados 2.926 km de rede MT aérea no período 2021-2025 e 2.470 km de rede no período 2026-2030.

Consideraram-se cenários de renovação de rede MT subterrânea baseados no número de avarias registado por troço, com o objetivo de garantir a substituição daqueles que apresentam uma condição mais degradada, dando origem a mais interrupções. Surge uma preocupação com redes mais envelhecidas estabelecidas em cabo subterrâneo seco nos concelhos de Lisboa e Loures (LXHIOV e LEHIOV), que revelam ter uma probabilidade de falha superior à verificada para a generalidade da rede subterrânea, bem como a remodelação de todos os troços não dimensionados para suportarem a corrente de defeito durante 1,5 seg. (nota: as proteções deverão poder eliminar essa corrente de defeito em caso de falha da função de backup de máxima intensidade do painel de chegada do TP AT/MT). Com esse pressuposto, serão renovados 721 km de rede MT subterrânea no período 2021-2025 e igual valor no período 2026-2030.

**OCR** – apresentam um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com relacionadas com o seu envelhecimento. Não obstante, os equipamentos mais antigos podem apresentar limitações caso sejam explorados como normalmente fechados (caso dos OCR1). Existem 63 aparelhos nessa situação. Considera-se ainda, como mais críticos, os aparelhos com mais de 15 anos de idade e que apresentam uma disponibilidade inferior a 99% e eficácia inferior a 95.5% (num total de 25 aparelhos).

Assim, no cenário 1 prevê-se a manutenção da idade média destes aparelhos em 7,8 anos durante o período 2021-2025, obrigando à renovação de cerca de 840 aparelhos. Nos cenários 2 e 3 prevê-se o aumento da idade média em 1 ano, passando pela renovação de cerca de 620 aparelhos.

**PST** – prevê-se a necessidade de renovação de 200 URR Schneider, instaladas até 2004, e que não podem ser atualizadas por se tratar de equipamentos com “cartas de configuração DOS”, com impacte na correta datação dos eventos.

## 4 Resumo das necessidades de renovação de ativos

Com base nos valores apresentados nos pontos anteriores, chega-se aos valores apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo das necessidades de renovação e modernização (M€). Nota: A preto (bold) os valores considerados no Cenário 2, a Azul os valores considerados no Cenário 1 e a vermelho os valores considerados no Cenário 3. Relativamente aos TP AT/MT, URT/SPCC e Telecomando MT considerou-se apenas o cenário apresentado a preto (bold).

Ativos	Rejuv. 2 Anos (M€)	Rejuv. 1 Ano (M€)	Man. Idade (M€)	Env. 1 Ano (M€)	Env. 2 Anos (M€)	Env. 3 Anos (M€)
Rede AT - Troços Aéreos			28,5	<b>22,1</b> 22,1	16,0	10,0
Rede AT - Troços Subterrâneos			12,2	8,7	<b>5,6</b> 5,6	2,8
Fibra Ótica			4,0 4,0 4,0			
TP AT/MT			<b>27,1</b>	<b>21,9</b>	<b>17,1</b>	12,3
<b>Ativos de Subestação e Postos de Corte</b>						
Disjuntores AT			30,7	<b>25,1</b>	<b>19,9</b> 19,9	15,1
Disjuntores MT			<b>29,3</b>	<b>23,4</b>	<b>17,8</b>	12,5
Escalões de Baterias		<b>1,5</b> 1,5	<b>1,3</b>	1,0	0,7	
Alimentadores CC	5,7	<b>4,3</b> 4,3	<b>3,1</b>			
Sistemas de Neutro			<b>1,2</b>	<b>0,9</b> 0,9	0,6	0,3
URT/SPCC		37,3	<b>29,8</b> 29,8 29,8			
<b>Telecomando MT</b>						
OCR		18,7	<b>14,2</b>	<b>10,6</b> 10,6	7,4	4,4
URR (PST)			<b>0,6</b> 0,6 0,6			

Para a Rede MT optou-se por realizar outros cenários de investimento sem considerar a idade destes ativos, que se apresentam na Tabela 4. Considera-se o mesmo valor para os três cenários (indicados a bold na tabela).

Tabela 4 – Resumo dos cenários de necessidades de renovação e modernização (M€) para a rede aérea e subterrânea MT.

Ativos	Cenários de Renovação	Inv. Renov (M€)
<b>Rede Aérea MT</b>	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e lcc 0,5s	41,6
	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e lcc 1,5s	81,1
	Cu 10, Cu 16 e AA 20 e lcc 3s	160,4
	lcc 1,5s   Cu 10, Cu 16 e AA 20	<b>93,6</b>
	lcc 3s   Cu 10, Cu 16 e AA 20	266,2
<b>Rede Subterrânea MT</b>	troços > 2 avarias	25,8
	> 3 avarias e Cabos LSB e LRS	80,1
	> 4 avarias e Cabos LSB e LRS	76,3
	lcc 1,5s e Cabos LSB e LRS	<b>44,7</b>
	lcc 3s	22,2

## 5 Impacto dos investimentos identificados nos indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT

A renovação das redes é fundamentalmente suportada por 3 drivers: acompanhamento da evolução da procura (através do reforço da capacidade estipulada), modernização tecnológica e renovação de equipamentos em fim de vida útil.

Relativamente ao acompanhamento da evolução da procura da energia elétrica, prevê-se que a expansão da rede represente um investimento de cerca de 120 M€ no período 2021-2025 para os ativos incluídos no âmbito deste documento. A modernização tecnológica é particularmente importante na definição dos cenários associados a URT/SPCC, onde a renovação faz-se substituindo equipamentos por outros com funcionalidade acrescidas. Relativamente à renovação de ativos em vida útil, prevê-se ainda para este PDIRD-E a manutenção da idade média para a generalidade dos ativos (com um envelhecimento associado às redes MT). A EDPD está a melhorar as suas ferramentas de análise da condição e do risco, já recorrendo a novas ferramentas na avaliação da condição de TP AT/MT neste PDIRD-E procurando alarga-las a outros ativos, para melhorar a sua capacidade de previsão das necessidades de renovação de longo prazo, atendendo à tendência de envelhecimento dos ativos da RND.

Não obstante, sublinha-se a preocupação com a idade média já apresentada para alguns ativos – com destaque para TP AT/MT – que indicia (e conforme os modelos de via útil restante suportam) a necessidade de se proceder a um ritmo de renovação mais agressivo, sob pena se assistir a um aumento substancial do número de falhas por degradação da condição após o período de 2021-2025.

A Figura 3 mostra a evolução da idade média contabilística dos ativos em exploração considerados neste estudo para o Cenário de investimento do PDIRD-E.

**Evolução da idade média dos ativos em exploração (anos)**

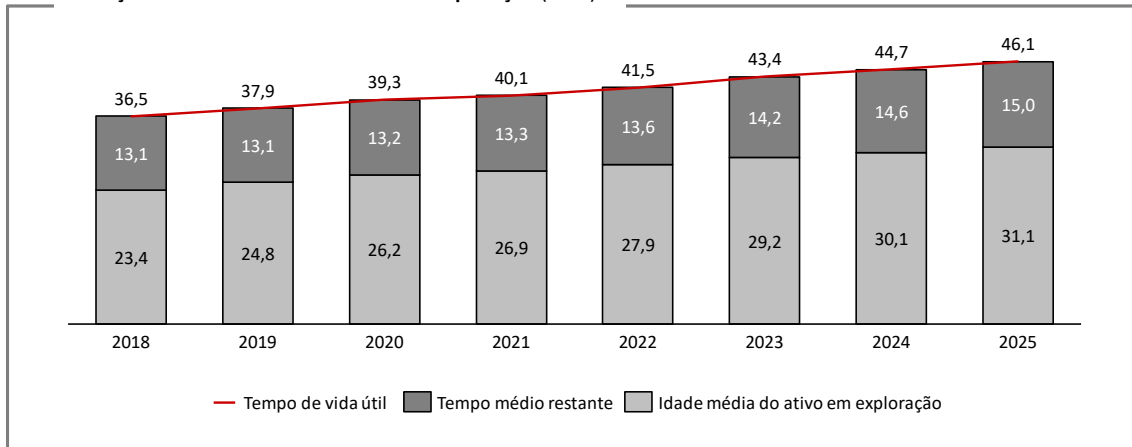


Figura 3 – Evolução prevista dos indicadores tempo de vida útil, idade média dos ativos em exploração e tempo médio de vida restante

# **ANEXO H.5 – PATH - PREDICTING TRANSFORMER HEALTH (ATUALIZAÇÃO)**

Página em branco



# PATH

Predicting Transformer Health

**Junho 2020**

## Sumário Executivo

---

O projeto PATH, desenvolvido pela EDP Distribuição (EDPD) com o INESC TEC e apresentado no PDIRD-E 2018, teve como foco a análise de condição do transformador numa perspetiva descritiva (curto prazo) e preditiva (longo prazo) tendo por base a modelação e estimação da sua condição. Ao longo do projeto foram atingidos os seguintes objetivos:

- Caracterizar a condição dos diferentes transformadores AT/MT;
- Identificar os fatores estatisticamente significativos que afetam a fiabilidade dos transformadores AT/MT;
- Comparar a importância de cada fator;
- Estimar a condição do transformador no curto e longo prazo;
- Estabelecer relações de causa-efeito;
- Prever a fiabilidade dos sistemas considerados em função dos fatores identificados.

Para além destes objetivos, existia também a expectativa de que o trabalho realizado acrescentasse benefícios intangíveis como a divulgação dentro da equipa de trabalho das melhores práticas em engenharia da fiabilidade e a disseminação de *know-how* avançado dentro da área.

O projeto resultou na elaboração e entrega à EDPD, por parte do INESC TEC, de um modelo de avaliação dos TP AT/MT, o qual é atualizável com os dados das análises ao óleo realizadas pelo LABELEC. Os resultados apresentados neste relatório dizem respeito à atualização mais recente dessa análise, realizada com dados de 2019.

### Análise de Condição de Curto Prazo

Para analisar a condição do transformador numa perspetiva de curto prazo concluiu-se que seria interessante alocar uma maior ênfase nas análises do DGA, visto que estas permitem detetar indícios de potenciais falhas internas. Com base nos dados disponibilizados e na melhoria do conhecimento sobre a análise de condição do equipamento, foram desenvolvidos métodos de controlo para os vários resultados dos testes de modo a prever defeitos e falhas. Para além disso, procurou-se identificar algumas condições e padrões registados no histórico, de forma a tornar a análise de condição do transformador mais robusta. O algoritmo desenvolvido agrega cinco ideias essenciais:



1. Determinar se o transformador apresenta ou não indícios de falhas/defeitos;
2. Diagnosticar a condição do transformador tendo por base os métodos existentes na literatura com base na análise do DGA;
3. Perceber qual o impacto de concentrações passadas no transformador;
4. Calcular a nota final do transformador tendo por base o diagnóstico, o histórico e a concentração absoluta dos gases;
5. Avaliar o grau de confiança com que é atribuído o diagnóstico ao respetivo transformador.

A condição do transformador é calculada numa escala de [0;10], sendo 0 a melhor nota possível e 10 a pior. Dos dados utilizados do DGA para alimentar o modelo, apenas seis gases são utilizados para analisar a condição do transformador dado que são os que têm mais preponderância na deteção de falhas internas:

- $H_2$  (Hidrogénio)
- $CH_4$  (Metano)
- CO (Monóxido de carbono)
- $C_2H_2$  (Acetileno)
- $C_2H_4$  (Etileno)
- $C_2H_6$  (Etano)

Analisando os dados do DGA disponibilizados através do algoritmo da análise de condição, foi possível ter uma perceção da situação atual dos transformadores em pior condição. Considerando que a nota de condição mais gravosa que um transformador pode ter é 10, podemos verificar na Tabela 1 que o transformador que se encontra em pior condição, para as colheitas de dados mais recentes para cada TP AT/MT, são o Terena 2 e o Ermal 2, ambos com uma nota de 6,5. O nível de confiança atribuído pelo modelo também permite entender qual o grau de assertividade com que é dada a avaliação da condição do transformador. A confiança atribuída à nota é dada por três níveis distintos: “Muito Elevada”, “Elevada” e “Moderada” sendo que a última é o nível mais baixo de confiança do algoritmo. A confiança é medida de acordo com a concordância no diagnóstico de falha/defeito dos métodos existentes na literatura que são aplicados às análises de óleo recolhidos.

Tabela 1 - Top 20 transformadores AT/MT com pior classificação obtida através do algoritmo de condição

<b>Transformador</b>	<b>Nota de condição</b>	<b>Confiança da nota</b>
<b>ERMAL 2</b>	6,5	Elevada
<b>TERENA 2</b>	6,5	Elevada
<b>GLÓRIA 1</b>	6,3	Muito Elevada
<b>MOURA 2</b>	6,2	Moderada
<b>PORTEL 1</b>	6,1	Muito Elevada
<b>ARCO CARVALHÃO 2</b>	6	Muito Elevada
<b>REBOLEIRA 1</b>	5,8	Moderada
<b>ALFARELOS 1</b>	5,7	Muito Elevada
<b>FÁTIMA 1</b>	5,7	Muito Elevada
<b>ANTAS 2</b>	5,5	Moderada
<b>CADAVAL 2</b>	5,5	Moderada
<b>MARCO DE CANAVESES 1</b>	5,5	Muito Elevada
<b>MONSERRATE 2</b>	5,5	Moderada
<b>TROVISCOSO 3</b>	5,5	Moderada
<b>VALE TEJO 1</b>	5,5	Moderada
<b>GALA 1</b>	5,4	Moderada
<b>MOITA 2</b>	5,4	Moderada
<b>SERZEDO 1</b>	5,4	Moderada
<b>TROVISCOSO 1</b>	5,4	Moderada
<b>ALBERGARIA 2</b>	5,3	Moderada

Na Figura 1 é possível observar a distribuição da condição dos transformadores, sendo que apenas estão representadas no histograma as últimas notas de cada transformador. Refira-se que o algoritmo analisou 715 transformadores (de um universo de 766), uma vez que os restantes não cumpriam todas as necessidades de dados para a sua análise.

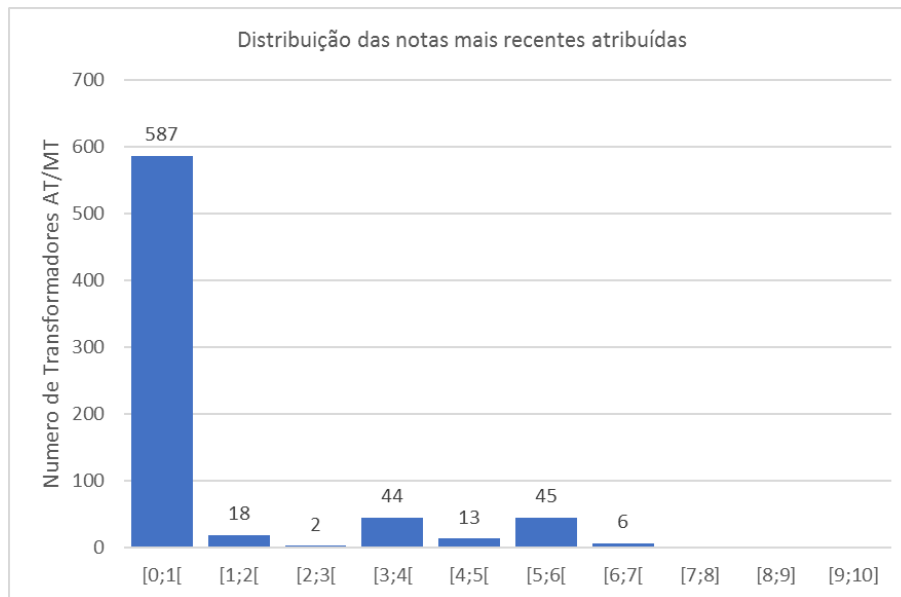


Figura 1 - Panorama atual da condição dos transformadores

## Análise de Condição de Longo Prazo

No que se refere à caracterização do transformador numa perspetiva de longo prazo, optou-se pela análise da condição do papel de isolamento do transformador. Este mesmo modelo, para além dos fatores considerados na análise, é capaz de realizar uma análise preditiva da condição de papel do transformador ao longo do tempo. Deste modo, o modelo desenvolvido permite calcular a condição do papel num horizonte temporal de 5 anos, e foi designado por RUL (*Remaining Useful Life*).

O cálculo da previsão da condição do transformador é efetuado através do histórico de envelhecimento do papel (modelo teórico de degradação) conjugado com os fatores que influenciam essa mesma degradação. Fundamentalmente, o modelo calcula o  $\Delta d$  de degradação do papel e usa  $k$  registos históricos dessa mesma degradação para fazer o *forecast* no período estabelecido  $t$ . Posteriormente o cálculo do RUL é feito tendo por base a curva teórica de *Degree of Polymerization* (DP) do papel. A fórmula de cálculo final que permite efetuar a previsão do RUL é dada pela seguinte equação:

$$RUL_{t+k} = 60 * \frac{1200 - DP_t^{teorico} * \Delta d_k(t)}{1200 - 120} \quad (1)$$

Conforme os dados vão sendo recolhidos e introduzidos na base de dados para um determinado transformador, o modelo vai ajustando dinamicamente a curva de base teórica de forma a avaliar e prever a condição do transformador.

Analisando os dados que permitem avaliar a condição do papel através do modelo desenvolvido, na Tabela 2 é possível encontrar os 20 transformadores que apresentam uma degradação expectável mais avançada do papel (RUL) num horizonte de 5 anos (excluindo os que se encontram aparcados em INE). O cenário mais conservador para cada um dos transformadores, que apresenta a data a partir da qual a falha é esperada com nível de garantia de um desvio-padrão, também é apresentada na Tabela 2.

*Tabela 2 - Transformadores que apresentam uma maior degradação do papel*

<b>Transformador</b>	<b>Ano limite de troca Cenário Conservador</b>	<b>Ano limite de troca Cenário Expectável</b>
CUBA 2	2020	2020
GUARITA 3	2020	2020
OURIQUE 1	2020	2020
SÃO TEOTÓNIO 1	2020	2020
SERPA 2	2020	2020
CUBA 1	2020	2021
TROVISCOSO 3	2020	2022
GRÂNDOLA 2	2020	2022
TORRES VEDRAS 1	2020	2022
ABÓBODA 2	2020	2023
FRANCE 2	2020	2023
GRÂNDOLA 1	2020	2023
ABÓBODA 1	2021	2024
ESTORIL 2	2021	2024
LOUSADO 2	2021	2024
VALPAÇOS 1	2021	2024
MORA 1	2021	2024
POCEIRÃO 1	2021	2024
TORRES VEDRAS 2	2021	2024
TREMÊZ 1	2021	2024

Com os resultados obtidos é possível perceber que existe um conjunto transformadores que devem ser substituídos num horizonte de 5 anos, uma vez que se prevê atingirem um estado que se considera como o final de vida útil. Na Figura 2 é possível observar a estimativa do ano em que a condição do papel do transformador entra num estado mais crítico considerando o cenário expectável.



Figura 2 - Cenário expectável de degradação

É importante referir que o algoritmo desenvolvido analisou 689 transformadores pelas mesmas razões anteriormente referidas.

## Conclusão

Os resultados obtidos pelo modelo PATH, atualizados com as análises mais recentes efetuadas aos transformadores AT/MT, permitem concluir que, ainda que a condição da generalidade dos transformadores AT/MT apresente bons resultados, a vida útil restante esperada desses mesmos transformadores comece a propiciar sinais de preocupação, como consequência do seu envelhecimento. Se nos primeiros anos de vigência do PDIRD-E 2020 o número de TP AT/MT a atingir o final da sua vida não é preocupante (13 no período 2020-2022), esse número sobe para 22 nos últimos três anos do PDIRD-E 2020. No triénio seguinte o número sobe substancialmente (para 71, ou seja, cerca de uma avaria em TP AT/MT por cada quinzena), o que desafia a capacidade da cadeia de fornecimento para garantir a instalação de novos equipamentos e poderá originar um número de interrupções de serviço elevado, se não se proceder a uma estratégia de substituição antecipada.

Página em branco

# **ANEXO H.6 – RENOVAÇÃO DE ATIVOS AT E MT - SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA (SACC)**

Página em branco



## Sumário Executivo

---

# **Renovação de Ativos AT e MT – Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC)**

## 1. Introdução

A definição dos processos, metodologias e critérios que presidem à renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC) não só de Subestações e Postos de Corte AT e MT, mas também de Postos Repetidores, é fundamental para este ativo crítico da RND.

Os SACC são um ativo crítico visto que se destinam a alimentar em permanência todos os circuitos de corrente contínua existentes em Subestações e Postos de Corte AT e MT e Postos Repetidores e, em simultâneo, à carga da bateria que dará recurso aos mesmos no caso de falha da rede elétrica (p.e. em situações regime perturbado).

Face ao exposto, torna-se relevante não só definir o processo de identificação de necessidades de renovação de SACC, mas também descrever a metodologia de priorização das mesmas, e seu enquadramento nos planos de investimento, resumindo-se de seguida:

- A Caracterização dos SACC em Serviço
- O Processo de Identificação de Necessidades de Renovação de SACC
- A Metodologia de Priorização de Necessidades de Renovação de SACC
- O Enquadramento das Necessidades em Programas de Investimento

## 2. Caracterização dos SACC em Serviço

Os SACC são constituídos por dois componentes principais: o alimentador e a bateria, cujas especificações estão normalizadas, contudo ainda subsistem na rede soluções distintas, designadamente em instalações mais antigas.

Atualmente, estão em serviço 650 baterias sendo a grande maioria (81,5%) do tipo alcalino, e idade média global de 8,5 anos e 641 alimentadores, com idade média global de 12,73 anos. Importa referir que o período de vida útil contabilístico de ambos os ativos é de 10 anos.

	Subestações e Postos de Corte AT e MT	Postos Repetidores	Média Global
Alimentadores 48 Vcc	23,0	17,4	12,73
Alimentadores 110 Vcc	11,2	17,0	
Baterias Alcalinas	8,8	23,1	8,5
Baterias Ácidas	5,4	7,1	

Tabela 1. Idade das Baterias e dos Alimentadores dos SACC existentes na RND

## 3. Processo de Identificação de Necessidades de Renovação de SACC

O processo de identificação de necessidades de renovação de SACC em Subestações e Postos de Corte AT e MT para o ano n+1, está representado na Figura 1, sendo distinto para Baterias Alcalinas, visto que o algoritmo utilizado para avaliação da condição deste ativo pode ser corrido massivamente, o que permite anualmente avaliar a condição de todas as baterias alcalinas.

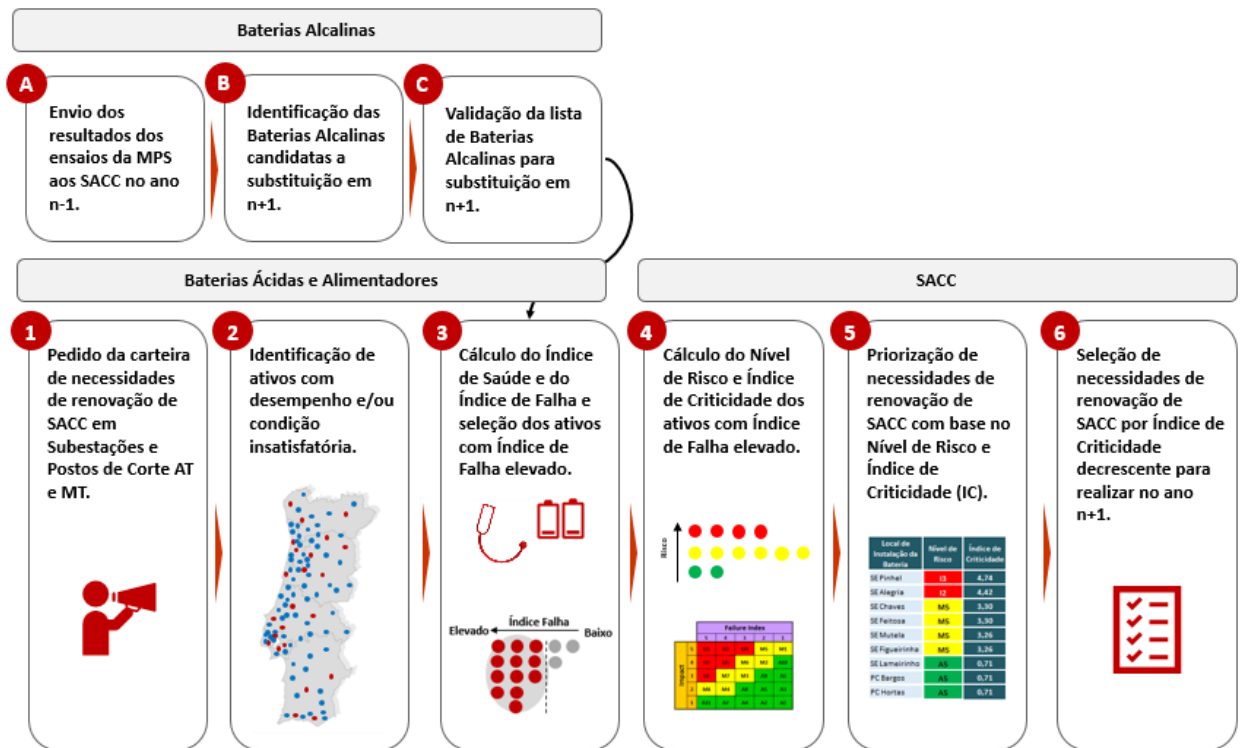


Figura 1. Processo de Identificação de Necessidades em Subestações e Postos de Corte AT e MT

O processo relativo a Postos Repetidores, exposto na Figura 2 é, muito semelhante ao descrito anteriormente, apresentando duas diferenças fundamentais: avaliação anual da condição dos SACC de todos os Postos Repetidores e a priorização das necessidades realizada por Índice de Falha decrescente.

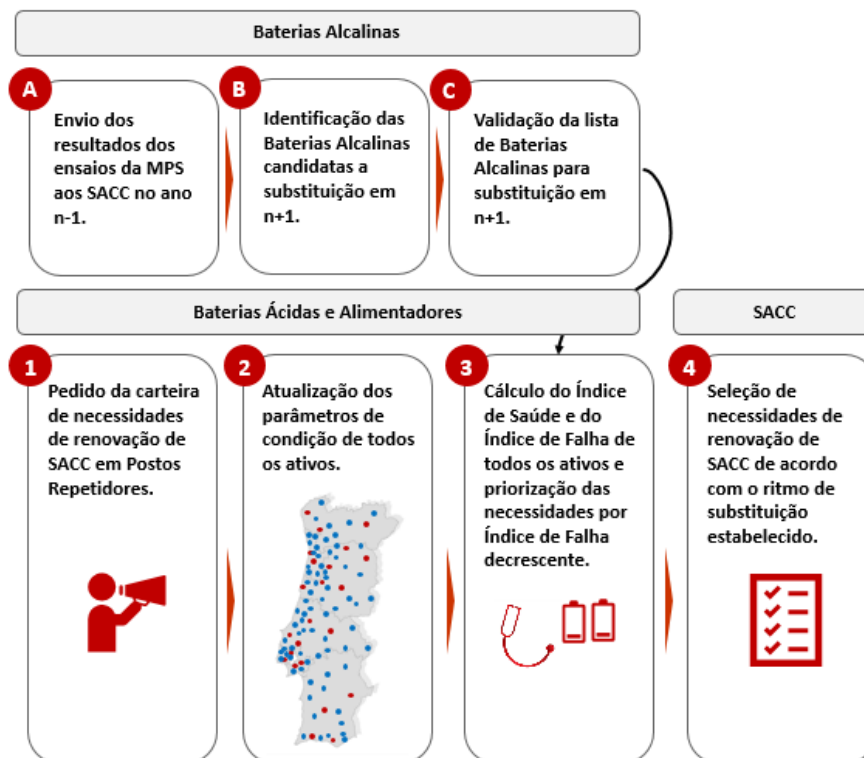


Figura 2. Processo de Identificação de Necessidades em Postos Repetidores

#### 4. Metodologia de Priorização de Necessidades de Renovação de SACC

A metodologia de priorização de necessidades de renovação de SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade associado à sua falha e tem como base a utilização de uma Matriz de Risco. Realizada a seleção de ativos com condição e/ou desempenho insatisfatório, procede-se à determinação dos respetivos indicadores de condição - Índice de Saúde (IS) e Índice de Falha (IF).

O cálculo Índice de Saúde dos Alimentadores resulta da ponderação dos seguintes parâmetros: idade, desempenho operacional e corrosão do armário, já o das Baterias Ácidas, considera os seguintes: idade, tensão após descarga, corrosão dos elementos da bateria e corrosão do armário. A determinação do Índice de Saúde de Baterias Alcalinas está alinhada com a metodologia DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (ofgem), permitindo calcular de forma massiva e automatizada a condição de todos os ativos deste tipo, sendo o objetivo de médio prazo estender a aplicação da mesma a Baterias Ácidas e Alimentadores.

A falha de um SACC não depende apenas da sua condição, sendo também influenciada pela envolvente em que está inserido, ou seja, por fatores externos tais como a temperatura e a poluição, entre outros. O cálculo do Índice Falha é uma ponderação do Índice de Saúde com os fatores externos representando o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha.

Os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado são selecionados para avaliação da consequência da falha (CdF), nos valores de negócio da Empresa: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade, Qualidade de Serviço, Económicos. A combinação do Índice de Falha e da consequência da falha é classificada numa matriz de risco de dimensão 5x5 (25 quadrantes), correspondendo cada uma a um dado nível de risco (qualitativo), agrupados em três tipos: inaceitável, moderado ou aceitável. Adicionalmente, determina-se o Índice de Criticidade que corresponde à quantificação do nível de risco associado à falha de um determinado SACC, permitindo ordenar de forma inequívoca um determinado conjunto de ativos, por criticidade decrescente.

A metodologia de priorização de necessidades de renovação de SACC de Postos Repetidores é realizada por Índice de Falha decrescente, ou seja, não é determinado o risco associado à falha deste ativo pelos motivos a seguir expostos.

A consequência da falha do SACC de um Posto Repetidor deve ser avaliada através de duas componentes:

1. A impossibilidade de comunicação com as unidades de telecomando da rede de média tensão (PTD, PS e OCR) afetas a esse Posto Repetidor;
2. A impossibilidade de comunicação rádio entre viaturas de piquete, na zona de influência desse Posto Repetidor.

As consequências descritas anteriormente são severas mas apenas se manifestam em caso de falha simultânea do SACC do Posto Repetidor e da rede de média tensão que lhe está associada, o que como se compreende é um evento de probabilidade muito reduzida, conduzindo assim a

---

uma quantificação do impacto com severidade reduzida e níveis de risco baixos (moderados e aceitáveis), o que levou ao abandono desta metodologia para Postos Repetidores.

Contudo, e dada a relevância e criticidade do SACC de um Posto Repetidor, importa cumprir um ritmo de renovação apropriado para manter o número de falhas reduzido e o desempenho adequado, pelo que se optará por estabelecer um ritmo médio de substituição de 5 SACC por ano, permitindo em cerca de 10 anos renovar todo o parque, o que corresponde ao período de reintegração completa destes ativos.

## **5. Enquadramento das Necessidades em Programas de Investimento**

O Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT inclui um subprograma que visa a criação de projetos para renovação de SACC cuja descrição se encontra no PDIRD-E, e onde serão incluídas as necessidades referentes tanto a SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT como a Postos Repetidores.

A verba atribuída ao referido subprograma tem por base o estudo “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT”, revisto de 2 em 2 anos, e incluído no PDIRD-E.

Anualmente, tendo em consideração a verba atribuída ao subprograma serão selecionados os ativos a renovar no ano n+1, sendo estes incluídos no OIRD elaborado e enviado à ERSE anualmente até 15 junho. A referida seleção é realizada tendo em consideração as necessidades de substituição de SACC mais prioritárias em Subestações, Postos de Corte AT e MT e Postos Repetidores.

## **6. Conclusão e Melhoria Contínua**

O presente documento clarifica o processo de identificação de necessidades de renovação de SACC de Subestações e Postos de Corte AT e MT, e de Postos Repetidores, respetiva priorização e enquadramento em programas de investimento, assegurando o bom desempenho da RND com custos justificados e risco controlado.

A EDP Distribuição, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação de ativos, aperfeiçoará a médio prazo, a metodologia de avaliação da condição de Baterias Ácidas e Alimentadores, tendo como base o já desenvolvido para as Baterias Alcalinas, alinhada com a metodologia DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (ofgem).

Página em branco

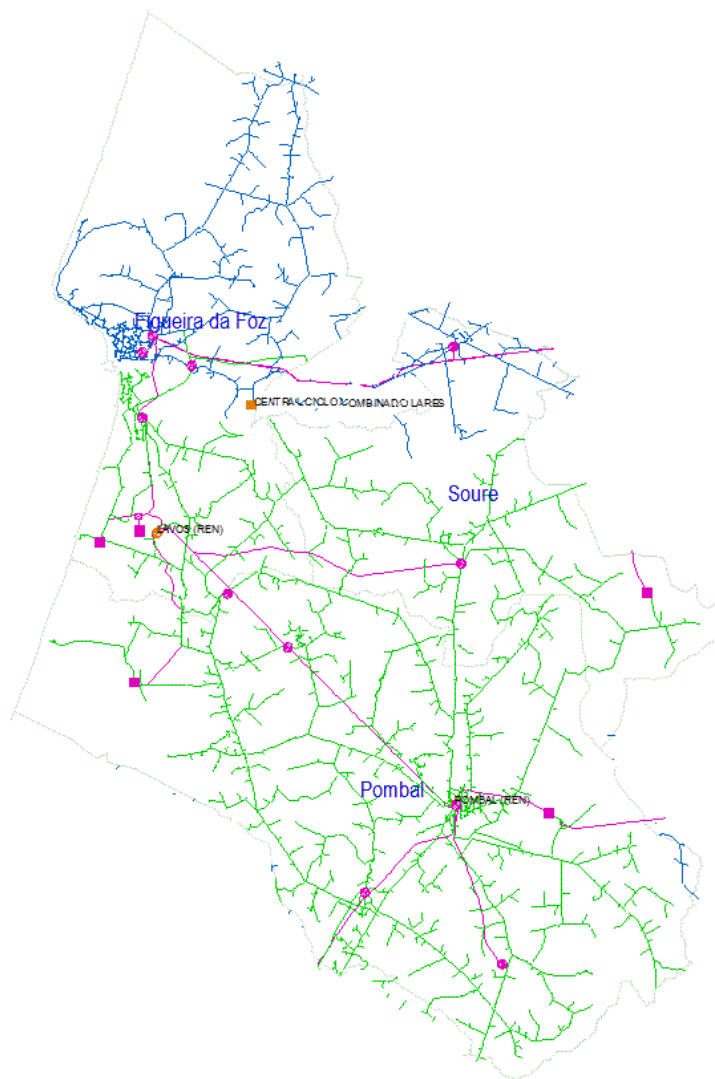
# **ANEXO H.7 – PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL – RELATÓRIO DE IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS**

Página em branco



# PROJETO PILOTO DO LOURIÇAL

## RELATÓRIO DE IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS



Junho 2020

## Resumo

1. Enquadramento.....	3
2. Objetivos .....	4
3. Implementação do Projeto Piloto .....	5
3.1. Metodologia .....	5
3.2. Interação com os Proprietários.....	6
3.3. Análise e Ponto de situação .....	7
3.4. Custos reais .....	10
3.5. Análise de Qualidade de Serviço Técnica das Linhas .....	13
4. Conclusões e Resultados .....	16
Anexo 1 – Fluxograma de Obtenção de Acordo com os Proprietários .....	18
Anexo 2 – Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT.....	19

## 1. Enquadramento

A tempestade do Gong, ocorrida em 2013, causou grandes estragos nas Linhas Aéreas AT e MT, provocando indisponibilidades de fornecimento aos clientes, que representaram em 3 dias o equivalente a cerca de 40% do TIE durante todo o ano na totalidade do País.

A EDP Distribuição, em conjunto com o IPMA e a Universidade de Lisboa, elaboraram um Estudo com o objetivo de contribuir para o mapeamento da vulnerabilidade da infraestrutura elétrica aérea a efeitos meteorológicos.

Neste enquadramento, e no âmbito de Estudos de avaliação de risco das linhas elétricas, constatou-se que havia árvores cujo porte, implantação ou estado, mesmo que situadas fora da faixa de proteção, podem vir a danificar as linhas aéreas aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos (tais como ventos ciclónicos, temporais e altas temperaturas devidas a incêndios), de caráter imprevisível e incontrolável;

Os referidos Estudos motivaram a criação do Projeto Piloto do Louriçal, que visou aumentar a resiliência da Rede Elétrica através de intervenções de reflorestação, após o corte de árvores, que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das linhas elétricas AT e MT.

O projeto destinou-se a controlar o risco para as linhas AT e MT decorrente do derrube ou do varejamento de árvores fora da faixa de proteção definida legalmente. Desenvolveu-se na zona do Louriçal, incluindo áreas dos concelhos de Pombal, Soure e Figueira da Foz. Foi previsto um investimento de 1.780k€ e a sua conclusão em 2017.

A dificuldade de implementação do piloto no terreno, contudo, não permitiu a sua conclusão na data prevista. Para se concretizar os objetivos definidos é necessário, em primeiro lugar, proceder-se ao levantamento do cadastro de proprietários de terrenos dentro e nas áreas limítrofes à faixa de proteção, tarefa que se revelou complexa devido à pequena dimensão das parcelas predominantes na região. Segue-se a necessidade de identificar as áreas de risco e proceder ao contacto dos proprietários das áreas identificadas, para despoletar as intervenções no terreno. Esse procedimento revelou-se mais moroso e com custos superiores aos esperados.

O processo de identificação das áreas de risco, sendo inovador, recorrendo à tecnologia LiDAR e a cartografia de ocupação de solo, cuja última atualização disponível é de 2012, não apresentou resultados satisfatórios. Concluiu-se, na fase de identificação dos proprietários, quando se foi ao terreno, que a COS continha imprecisões na identificação das espécies arbustivas existentes. O elevado grau de precisão exigido pela metodologia na identificação das espécies arbustiva e respetivas distâncias recomendam a sua aplicação apenas quando for possível proceder, em simultâneo, à identificação automática de distâncias (pelo LiDAR) e da espécie por intermédio dos voos de reconhecimento.

Apesar dos constrangimentos procedeu-se à intervenção, com reflorestação, das duas linhas que apresentavam maior risco na região do Louriçal - Louriçal- Torneira I e Louriçal-Paião –, verificando-se nos temporais recentes, uma diminuição substancial dos incidentes em comparação com as linhas vizinhas e os temporais anteriores.

Verificou-se ainda um elevado nível de envolvimento e recetividade dos stakeholders com especial relevo para as Autarquias (Câmaras Municipais e Juntas de Freguesia) e boa cooperação nos contactos registados com os proprietários.

O projeto piloto do Louriçal foi o primeiro projeto de reflorestação que a EDP Distribuição submeteu ao Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF).

## 2. Objetivos

O objetivo deste relatório é o de descrever os trabalhos que se executaram no âmbito do Projeto, expondo os resultados obtidos até ao momento, de forma a obter conclusões sobre o estado de evolução e tomar decisões / elaborar propostas quanto à evolução subsequente do projeto. O projeto é composto por um conjunto de tarefas base, transversais a todas as ações de abertura de buffer e reflorestação e pelas intervenções propriamente ditas nas linhas selecionadas.

Foram selecionadas 32 linhas de média tensão, onde se identificaram as áreas de risco através da tecnologia LiDAR, cruzando com a cartografia de ocupação de solo. Ainda numa primeira fase do projeto, foi criada a plataforma SGIF com uma aplicação Android, onde se colocaram as áreas de risco identificadas, para a validação no terreno.

Nesta fase de validação do terreno constataram-se alguns erros nas áreas de risco identificadas, dado que em muitas situações a vegetação não se encontrava bem caracterizada, como referido.

Após validação das zonas de risco, foi realizada uma análise custo benefício para a linha a ser intervencionada. Foi criado um modelo de Avaliação (B/C) para o efeito.

Antes das intervenções no terreno, preparou-se o documento de suporte de obtenção de acordo com os proprietários e realizou-se o levantamento da delimitação das Parcelas e identificação dos Proprietários nas zonas a intervencionar nas duas linhas de maior risco: linha Louriçal-Torneira I e Louriçal-Paião.

Por fim, obteve-se o acordo com os proprietários para as intervenções no terreno privilegiando a reflorestação das parcelas contínuas.

### 3. Implementação do Projeto Piloto

#### 3.1. Metodologia

O Projeto Piloto do Louriçal seguiu o processo descrito na Figura 1.

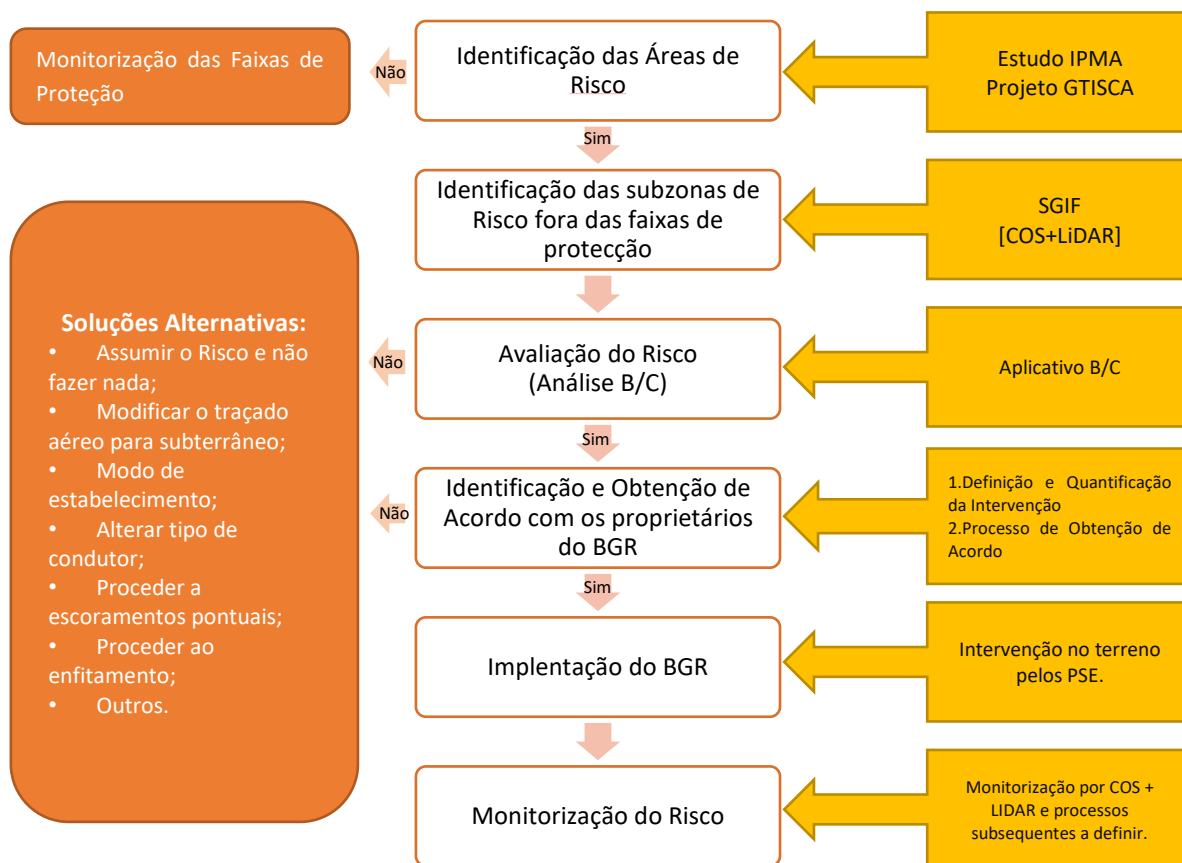


Figura 1 Processo de Implementação do BGR.

Foram levantadas as zonas de risco e identificados na plataforma SGIF com a tecnologia LiDAR e a cartografia de ocupação de solo de 2012, mas identificaram-se alguns erros nas áreas de risco identificadas e novas áreas de risco que não foram identificadas pelo algoritmo.

A análise custo benefício foi efetuada para as 32 linhas considerando os incidentes evitáveis com as intervenções, e consequentemente os benefícios na qualidade de serviço para cada linha. Embora se tenham iniciado em algumas linhas a identificação de parcelas e proprietários pontuais, os trabalhos foram orientados para as duas linhas de média tensão que apresentaram maior área de intervenção: linhas Louriçal-Torneira I e Louriçal-Paião.

As áreas de risco são denominadas de *buffer* de gestão de risco, BGR, e o algoritmo de identificação do BGR foi desenhado utilizando uma taxa de crescimento da vegetação, dependendo do tipo de árvore, para 10 anos.

Por fim, obteve-se o acordo com os proprietários para as intervenções no terreno privilegiando a reflorestação das parcelas.

### **3.2. Interação com os Proprietários**

Na implementação do projeto no terreno, confirmou-se que a obtenção de acordos com os proprietários foi uma das ações mais críticas de todo o processo, não pela falta de receptividade ou desacordo dos mesmos, mas pelos erros de identificação dos BGR e levantamento cadastral, que obrigaram à respetiva correção aquando do contacto com estes, tornando o processo de obtenção de acordos muito mais complexo.

O processo de negociação está descrito no fluxograma no Anexo 1 – Fluxograma de Negociação com os Proprietários.

Para além das sessões de esclarecimento nas Câmara Municipais, foram enviadas cartas a todos os proprietários abrangidos, com uma breve explicação dos objetivos do projeto.

No caso dos prédios com BGR de área inferior a 500m<sup>2</sup> (correspondentes a 80% das parcelas), havendo ausência de resposta de oposição do proprietário, o acordo à intervenção seria tácito.

Nos prédios com BGR de área superior a 500m<sup>2</sup> (correspondentes a 20% das parcelas), a carta seria sucedida de reunião entre a EDP Distribuição e os proprietários nas Juntas de Freguesia correspondentes ao local de intervenção, com a formalização do Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT (Anexo 2).

As reuniões nas juntas de freguesia não foram bem-sucedidas uma vez que, devido a dificuldades de deslocação dos proprietários ao local (nota: em vários casos o local de residência é distante) ou pela não receção/ compreensão das cartas, houve falta de comparência, pelo que este procedimento foi abandonado e substituído por contactos presenciais e individuais a agendar com cada um.

Estes contactos presenciais com os proprietários implicaram sempre deslocação ao prédio a intervir, medição e marcação da área a cortar, verificação/ correção da ocupação florestal, cálculo/ verificação da indemnização e correção/ atualização do Acordo a assinar, uma vez que os dados fornecidos inicialmente estavam errados ou desatualizados, incluindo por vezes o próprio levantamento cadastral.

Todo este processo se revelou mais moroso do que o inicialmente previsto, pois para além do acima descrito, implicando várias idas ao local, a própria negociação com os proprietários envolve, frequentemente, várias reuniões, muitas vezes com familiares e amigos dos proprietários, até se chegar a acordo. Nesta região também se encontra um elevado número de proprietários emigrantes, pelo que, em vários casos, foi necessário aguardar vários meses até se conseguir estabelecer o contacto.

Também no caso dos prédios com BGR < 500m<sup>2</sup> o acordo tácito foi abandonado, uma vez que, quando os proprietários eram contactados para agendar a data de intervenção, solicitavam

esclarecimentos acerca do local, área e indemnização associada, informações essas que não estavam contempladas nas cartas enviadas inicialmente. Assim, passou a efetuar-se contacto individual com cada um, sendo a única diferença relativamente aos BGR > 500m<sup>2</sup>, a não formalização de acordo por escrito.

Para suporte e registo de dados relativos às intervenções foram desenvolvidas uma Plataforma SGIF e uma aplicação, que permitiram a atualização da informação em tempo real.

Pelas razões já elencadas, registou-se um intervalo de tempo muito longo entre o primeiro contacto com os proprietários (levantamento cadastral) e o início das intervenções (2 anos), o que gerou algum atrito no curso das negociações.

Apesar de todos os constrangimentos, inerentes a um projeto-piloto, os proprietários aceitaram e concordaram com as intervenções, tendo-se registado uma taxa de aceitação de 70%. Um fator que contribuiu para o elevado número de acordos obtidos, foi a realização de reflorestação, com plantação de medronheiros. Esta ação estava inicialmente prevista apenas para as parcelas com BGR > 500m<sup>2</sup>, nas quais houve adesão de 98,5% dos proprietários. Devido a esta elevada recetividade, a reflorestação foi alargada a todas as parcelas contíguas das linhas, mediante concordância dos proprietários.

Nos casos onde não foi possível chegar a um acordo, foi enviada carta de declínio de Acordo e estudadas alternativas para reduzir o risco nestas zonas, tais como:

- Assumir o Risco e não fazer nada;
- Modificar o traçado; aéreo para subterrâneo;
- Alterar o modo de estabelecimento aéreo para subterrâneo;
- Alterar tipo e características de condutor;
- Proceder a escoramentos pontuais;
- Proceder ao enfitamento;
- Outros a avaliar caso a caso.

### **3.3. Análise e Ponto de situação**

As condições de piloto deste projeto incorporavam um grande conjunto de situações de incerteza cuja análise e respostas adequadas constituíram os grandes desafios a superar.

De modo resumido, enumeramos as principais situações de incerteza que deparámos no início do projeto e que foram as seguintes:

- a) Nível de envolvimento e recetividade dos Stakeholders;
- b) Grau de adesão dos proprietários às propostas de intervenção (Abate de árvores e reflorestação);
- c) Definição, caracterização e localização das intervenções de modo expedito
- d) Possibilidade de erros no levantamento das áreas no algoritmo para a identificação das áreas de risco;

- e) Condições para identificação de limites de parcelas, dos proprietários e dos respetivos contactos face à inexistência de cadastro rústico e da grande quantidade de parcelas;
- f) Tempos necessários para a execução dos processos (consulta ao mercado e adjudicação) requeridos para as atividades e serviços;
- g) Recursos necessários e disponíveis para as intervenções no terreno.

Nesta data, e face ao exposto, consideramos que o projeto piloto do Louriçal não deverá avançar com a metodologia apresentada. Embora tenham sido efetuadas intervenções pontuais noutras linhas, os esforços das intervenções foram orientados nas duas linhas Torneira I e Louriçal Paião, onde se optou pela alteração da metodologia.

Decorrente de ponderação interna aos resultados obtidos em julho/2018, a EDP optou por seguir uma outra metodologia, nomeadamente, a título de piloto, na LMT Torneira I.

Preendeu-se este facto, com a avaliação efetuada no terreno, ao nível das aéreas do *BGR* a 10 anos, as quais não mantinham uma homogeneidade ao longo do traçado da rede aérea. Com base em experiências tidas em outras áreas geográficas, consequências dos incêndios de 2017, entregou-se continuidade ao projeto, mas com opções de decisão distintas.

Nesse propósito, as ações subsequentes, foram sustentadas em percorridos à infraestrutura de média tensão por técnicos especializados na área florestal, identificando-se o *BGR a 10 anos*, com posterior contacto com os proprietários e atuação ao nível do corte. Seguindo-se os pagamentos das indemnizações nos moldes já praticados no modelo anterior.

Para além de ter sido possível obter uma continuidade no *BGR*, não observado seguindo a anterior metodologia, foi ainda possível obter uma redução de custos, com outra vantagem que se predeceu com a celeridade dos trabalhos no terreno.

Nesta região, onde predominam as espécies de eucalipto e pinheiro bravo, as intervenções no *BGR* incluíram a destruição de cepos de eucalipto e a implementação de uma estratégia de controlo de plantas invasoras, como a Acácia, e a reflorestação foi efetuada com uma espécie autóctone e de pequeno porte, o medronheiro.

A EDP apresentou, em meados de outubro de 2019, um projeto de reflorestação ao ICNF, conforme anexo, com previsão de conclusão dos trabalhos no final do mês de abril de 2020. Facto que, não obstante o período de pandemia de COVID 19, se veio a verificar em mais de 90% do traçado da linha área de média tensão.



Registado c/aviso de receção

Exmo. Senhor  
EDP Distribuição - Energia SA  
Rua Camilo Castelo Branco, nº 43  
Lisboa  
1050-044 LISBOA

SUA REFERÊNCIA

SUA COMUNICAÇÃO DE

NOSSA REFERÊNCIA

855/2020/DR-C/DRGVF/DECF

ASSUNTO NOTIFICAÇÃO PARA A AUTORIZAÇÃO PRÉVIA PARA AS AÇÕES DE (RE)ARBORIZAÇÃO DE  
EDP DISTRIBUIÇÃO - ENERGIA SA - PR.008073.2019 - P\_ARB\_044717

Em conclusão, nesta segunda fase do projeto piloto Louriçal, foi possível concretizar um conjunto de operações, discriminadas no Quadro a seguir:

*Tabela 1 Análise Custo Benefício das linhas Torneira I e Louriçal Paião.*

Nome da linha	km previstos	CBA*	Parcelas Intervencionadas	Prédios Levantados	Área Intervencionada (m2)
Torneira I	32.4	4,81	348	501	159.934
Louriçal-Paião	36.1	1,64	174	389	110.418

\*CBA calculado com os custos previstos antes das intervenções.

Considerando a identificação das áreas de risco, os BGR a 10 anos, por técnicos especializados na área florestal, foi possível atingir o custo de cerca de 17 k€/km. Considera-se que o projeto inicial não traduz a realidade de custos para as ações futuras. Conclui-se que o levantamento das áreas de risco pelos voos LiDAR e a cartografia de ocupação de solo acaba por ser uma metodologia com materialidade económica significativa para este tipo de intervenções. No entanto, faz sentido que este levantamento possa ser realizado no âmbito dos voos nas inspeções das linhas considerando o alargamento da área de deteção dos mesmos.

Foi reflorestada uma área total de cerca de 11,5 ha plantados com cerca de 5 mil medronheiros. Na Figura 2 mostra-se um exemplo de reflorestação.



*Figura 2 Reflorestação nas áreas intervencionadas.*

### **3.4. Custos reais**

O projeto foi aprovado prevendo uma verba de 1,78M€, estando à data realizados cerca de 1,2M€, faltando realizar perto de 260k€. A aprovação inicial contemplou um total de 32 linhas alvo de intervenção, sendo que a verba realizada atualmente engloba a componente dos voos de inspeção, acordos com proprietários e abertura de faixa, esta última apenas para as 2 linhas abaixo referidas.

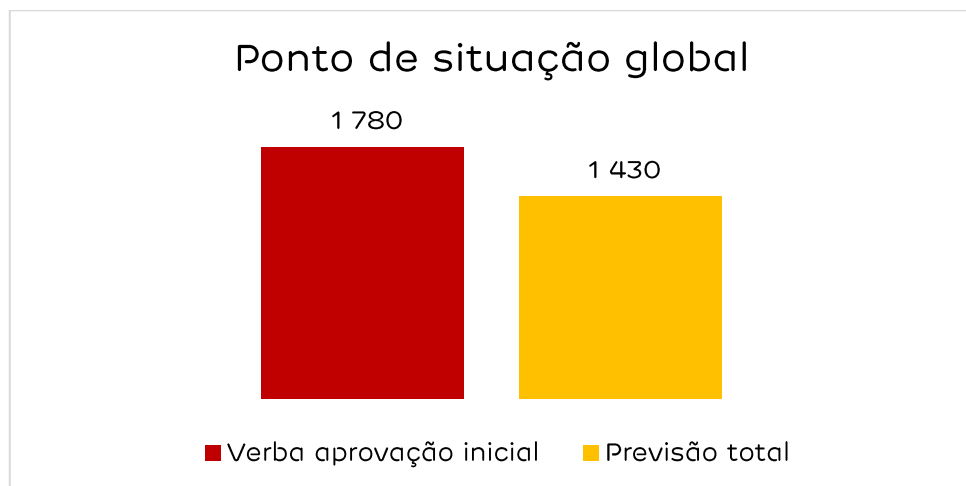


Figura 3 Ponto de Situação Global do Projeto.

Do ponto de vista de execução do projeto, temos 2 linhas em estado avançado de execução, que servem para análise da oportunidade do projeto, nomeadamente: Torneira I e Louriçal-Paião.

Estas linhas já tiveram obtenção do acordo de proprietários, faixa de gestão de acordo com o previsto no projeto e estão na fase de reflorestação.

As intervenções dividem-se em 3 partes (CIT, COS e IMOS). Analisando os valores para ambas as linhas, verifica-se que o desvio existente está na Intervenção e Modificação Ocupação de Solo. No caso da ação Louriçal-Paião houve também sobrecusto na Caraterização Intervenção Terreno.

Tabela 2 Custos realizados na linha Torneira I.

Linha Torneira I	Valor total realizado*
Caraterização Intervenção Terreno – CIT	3 112 €
Cartografia de Ocupação de Solo - COS	12 952 €
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo - IMOS	614 318 €
<b>Total</b>	<b>630 382 €</b>

\*Da verba prevista para IMOS, há 260k€ ainda em curso.

Tabela 3 Custos realizados na linha Louriçal – Paião.

Linha Louriçal Paião	Valor total realizado
Caraterização Intervenção Terreno – CIT	92 450 €
Cartografia de Ocupação de Solo - COS	14 442 €
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo - IMOS	231 971 €
<b>Total</b>	<b>338 864 €</b>

Na seguinte tabela mostra-se a execução por tipo de intervenção no projeto piloto do Louriçal (nota: inclui custos pontuais realizadas noutras linhas localizadas também na região do Louriçal. Inclui também custos transversais ao projeto).

Tabela 4 Custos realizados no projeto.

Tipo de intervenção	Valor realizado
---------------------	-----------------

Caraterização Intervenção Terreno	169 869
Cartografia de Ocupação de Solo	329 027
Intervenção e Modificação Ocupação de Solo	930 740
<b>Total</b>	<b>1 429 636</b>

Considerando estes custos totais para as linhas intervencionadas a análise custo-benefício apresenta-se na Tabela 5. Verifica-se que os benefícios estimados estão abaixo dos custos totais realizados o que leva a um custo-benefício compreendido entre 0,5 e 0,7. Comparando com a Tabela 1, os custos realizados foram bastante superiores aos estimados.

*Tabela 5 Análise custo benefício nas linhas intervencionadas.*

<b>Nome da linha</b>	<b>Benefício (€)</b>	<b>Custo Total (€)</b>	<b>CBA</b>
Torneira I	389.079,66 €	821.181,94 €	<b>0,47</b>
Louriçal – Paião	351.117,28 €	500.212,50 €	<b>0,70</b>

### 3.5. Análise de Qualidade de Serviço Técnica das Linhas

São apresentados seguidamente os valores relativos a Qualidade de Serviço Técnica para as 2 linhas executadas: Louriçal Torneira I e Louriçal Paião. E ainda para as linhas vizinhas na região do Louriçal. Os dados são analisados de 2015 a 2019 para se verificar a evolução e se poder comparar o desempenho.

#### Linha Torneira I e Comparação com as linhas Vieirinhos e Matos da Vila:

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;MATOS DA VILA	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			2		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				2	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					1
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					3
	Excluindo IGI		5	5	1	4
<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>8</b>
SE LOURICAL;VIEIRINHOS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			7		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					1
	Excluindo IGI	2	1	6	3	2
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	
SE LOURICAL;Torneira I	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			2		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				1	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018					
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluindo IGI	2	8	5	4	6
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	

Figura 4 - Análise interrupções Longa duração Torneira I

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;MATOS DA VILA	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,060		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				2,398	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					0,026
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					0,004
	Excluindo IGI		0,054	0,045	0,008	0,017
<b>Total</b>		<b>0,054</b>	<b>0,105</b>	<b>2,405</b>	<b>0,047</b>	
SE LOURICAL;VIEIRINHOS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,041		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1,920	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluindo IGI	0,011	0,024	0,042	0,029	0,017
<b>Total</b>	<b>0,011</b>	<b>0,024</b>	<b>0,105</b>	<b>1,949</b>	<b>0,017</b>	
SE LOURICAL;Torneira I	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,034		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				0,300	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluindo IGI	0,024	0,125	0,229	0,031	0,079
<b>Total</b>	<b>0,024</b>	<b>0,125</b>	<b>0,263</b>	<b>0,331</b>	<b>0,079</b>	

Figura 5 - Análise SAIDI MT Torneira I

Comparando a linha Torneira I com as linhas Matos da Vila e Vieirinhos, verifica-se uma melhoria da qualidade de serviço no SAIDI MT essencialmente nos últimos temporais, após as intervenções realizadas em 2018, nomeadamente o Leslie em 2018, a Helena, o Fabien e a Elsa em 2019. As intervenções no terreno no projeto-piloto do Louriçal explicam esta redução.

## Linha Louriçal Paião e Comparação com a linha Marinha das Ondas:

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;PAIAO	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			1		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					2
	Excluindo IGI	7	2	6	9	7
<b>Total</b>		<b>7</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>9</b>
SE LOURICAL;MARINHA DAS ONDAS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			3		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018					
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluindo IGI	2	2	4	3	5
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>5</b>

Figura 6 - Análise Interrupções Longa duração Louriçal Paião

Linha	Descrição Incidente Área Geográfica	2015	2016	2017	2018	2019
SE LOURICAL;PAIAO	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,103		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				0,000	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				0,905	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					0,000
	Excluindo IGI	0,089	0,017	0,037	0,595	0,210
<b>Total</b>		<b>0,089</b>	<b>0,017</b>	<b>0,142</b>	<b>1,500</b>	<b>0,210</b>
SE LOURICAL;MARINHA DAS ONDAS	IGI Tempestade ANA 10 e 11 Dez de 2017			0,007		
	IGI Tempestade GISELE 14 Mar de 2018				0,000	
	IGI Tempestade LESLIE 13 a 21 Out de 2018				1,017	
	IGI Tempestade Helena 1 Fev de 2019					
	IGI Tempestade Elsa - Fabien 18 a 23 Dez de 2019					
	Excluindo IGI	0,004	0,016	0,044	0,045	0,058
<b>Total</b>		<b>0,004</b>	<b>0,016</b>	<b>0,051</b>	<b>1,062</b>	<b>0,058</b>

Figura 7 - Análise SAIDI MT Louriçal Paião

Realizando a comparação das duas linhas, verifica-se que a linha Marinha das Ondas não teve incidentes de longa duração nos últimos temporais, ao contrário da linha intervencionada Louriçal-Paião que teve 2, mas com reduzido impacto (pela análise do SAIDI MT). No entanto, verifica-se que em 2019 a linha Marinha das Ondas teve indicadores globais relativamente piores aos de 2018 (comportamento global da qualidade de serviço da linha incorporando outros fatores não controlados no projeto).

Verifica-se ainda que o valor de SAIDI MT para a linha Louriçal Paião mantém-se relativamente estável, com exceção para o ano de 2018 que teve um valor elevado devido à tempestade Leslie (sendo que aquando da sua ocorrência não estavam ainda concluídos os trabalhos de abertura do buffer).

Apesar de não ser possível quantificar os benefícios, a esta data, estamos em crer que este projeto piloto do Louriçal se traduziu como uma mais valia em termos de QST nas linhas que foram intervencionadas.

Os benefícios para o PDIRD-E 2014 foram estimados a partir do TIE causado pela tempestade GONG na rede piloto e que foi de 30,17 minutos (base EDP). À falta de melhor informação, considerou-se uma probabilidade de ocorrência de 1 em 10 anos, com base no estudo do IPMA, e uma taxa de eficácia da medida de 90%.

De facto, não intervencionamos todas as linhas e como tal continuarão a ocorrer incidentes, mas também constatamos que os temporais são cada vez mais recorrentes, o que exige que a EDPD crie soluções para tornar a rede mais resiliente.

## 4. Conclusões e Resultados

Em conformidade com o exposto nos capítulos anteriores poderemos considerar, na decorrência dos processos que integraram este “Projeto Piloto do Louriçal”, as conclusões seguintes:

- a) Elevado nível de envolvimento e recetividade dos stakeholders com especial relevo para as Autarquias (Câmaras Municipais e Juntas de Freguesia) e o Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas;
- b) A metodologia adotada e a comunicação de proximidade foram determinantes, dado que na amostra de 108 proprietários contactados presencialmente, apenas 10% não aderiram às propostas, havendo uma adesão global de cerca de 70% traduzida em Acordos celebrados;
- c) A totalidade das questões técnicas associadas à definição, caracterização e localização das intervenções (BGR) teve que ser revista face aos critérios definidos, por forma a incrementar uma maior assertividade nas áreas de intervenção. Poderá pressupor uma alteração no procedimento de definição destas áreas de intervenção BGR, com vista a uma redução de custos na implementação deste projeto;
- d) A inexistência de cadastro rústico não constituiu impedimento à concretização do processo de identificação de limites de parcelas, dos proprietários e dos respetivos contactos. Contudo, deveremos considerar constrangimentos, traduzidos em tempos de execução, recursos envolvidos e custos acrescidos;
- e) A definição e criação das condições prévias necessárias à implementação das intervenções no terreno, foram penalizadas em termos de tempo de elaboração, devido ao seu caráter inovador e experimental;
- f) Área intervencionada bastante parcelar, muitos proprietários, numa área bastante florestal, resultando, inevitavelmente a um incremento dos custos por km realizado.

Finalmente, em termos de resultados face aos objetivos descritos, relativo às áreas já intervencionadas (Linha Torneira 1) com a implementação do BGR podemos verificar uma melhoria da qualidade de serviço nos últimos temporais em comparação às linhas vizinhas. Também de referir que segundo o estudo do IPMA, previam-se grandes temporais de 10 em 10 anos, e desde o início deste projeto já existiram vários temporais neste período. Os benefícios do projeto piloto do Louriçal foram calculados considerando este pressuposto de 10 anos.

Também considera que a reflorestação nesta região e os acordos com os proprietários foram processos que devem ser mantidos, nomeadamente no caso de novas linhas, sendo uma boa prática, ajudando a prevenir os incêndios e a promover espécies de crescimento lento autorizadas e aconselhadas pelo ICNF.

Por último, considera ainda uma boa solução para estas situações a metodologia seguida no final do projeto, ou seja, considerar soluções alternativas, nomeadamente o enterramento das linhas, com um custo médio de 87 k€/km<sup>1</sup> quando comparado com 72 k€/km<sup>2</sup> de rede aérea, desde que justificável (nota: ainda que, por regra, o comprimento do cabo subterrâneo a estabelecer seja superior ao da linha área equivalente, uma vez que esta apresenta traçados mais retilíneos). A EDP Distribuição está a analisar outras soluções inovadoras, como a substituição das linhas por cabo todo o terreno. Qualquer uma destas soluções sairia mais cara que a metodologia utilizada nesta última fase do piloto, com um custo médio de 17k€/km. No entanto, a expectativa é a de que a solução de enterramento da rede proporcione mais

---

<sup>1</sup> LSMT, 2 ternos, MT, LXHIOZ1(be) 120

<sup>2</sup> LAMT, 2 ternos, AA160 ou AM148

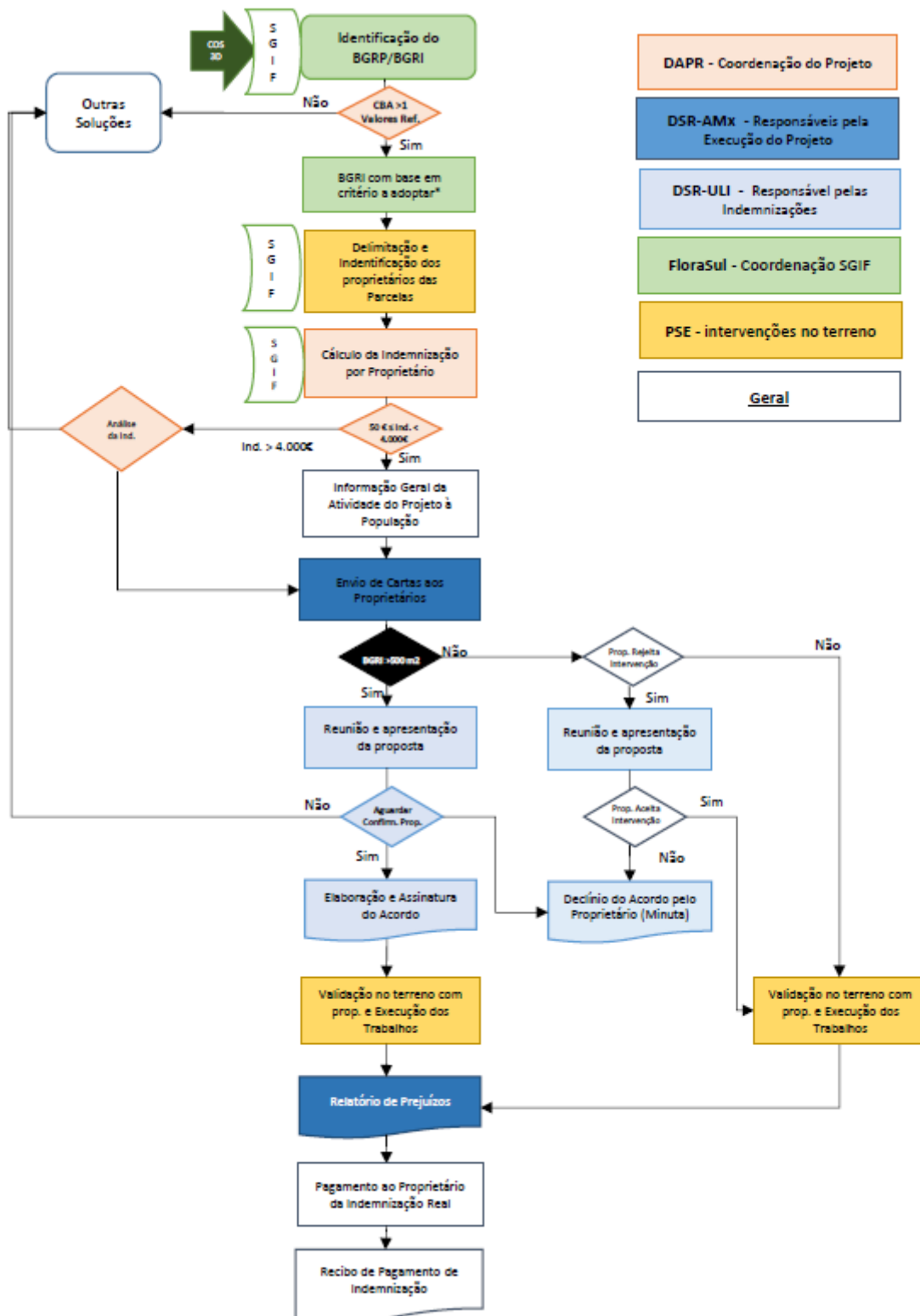


benefícios associados ao aumento da resiliência da rede (e com menos necessidades de intervenção de manutenção).

Desta forma, a EDPD propõe-se reavaliar outras metodologias onde poderá ser benéfico dar continuidade a este projeto face às conclusões descritas neste relatório.

As metodologias, implementação e resultados do projeto piloto do Louriçal foram divulgados em diferentes fóruns europeus, nomeadamente através da publicação de artigos científicos no CIREN e de artigo de divulgação da metodologia na T&W Magazine.

## Anexo 1 – Fluxograma de Obtenção de Acordo com os Proprietários



## Anexo 2 – Acordo com Proprietários para Intervenção em Espaços Contíguos às Faixas de Proteção de Linhas Aéreas de AT e MT



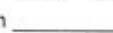
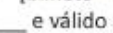




### ACORDO COM PROPRIETÁRIOS PARA INTERVENÇÃO EM ESPAÇOS CONTÍGUOS ÀS FAIXAS DE PROTECÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE ALTA E DE MÉDIA TENSÃO.

ENTRE:

EDP DISTRIBUIÇÃO - ENERGIA, S.A., com sede na Rua Camilo Castelo Branco, n.º 43, Lisboa, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa com o número único de matrícula e de pessoa coletiva 504394029, capital social de 200 000 000 Euros aqui representada por **Fernando Jorge Pais Rocha**, na qualidade de **Diretor** com poderes para o ato, de ora em diante designada **EDP Distribuição**

E

, titular do *[bilhete de identidade/cartão do cidadão n.º *, emitido em  e válido até , contribuinte fiscal n.º , com domicílio em  de ora em diante designada/o como **Proprietário**

Adiante também denominadas conjuntamente por “PARTES”

CONSIDERANDO QUE:

- A. A EDP Distribuição – Energia, S.A. (“EDP Distribuição”) exerce a atividade de Operador de Rede de Distribuição, no território continental de Portugal, sendo titular da concessão para a exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Energia Elétrica em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), e das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão (BT);
- B. As atividades de exploração em AT e MT da RND são exercidas em exclusivo e em Regime de Serviço Público, sendo consideradas, assim como as instalações que a integram (nomeadamente, as linhas elétricas aéreas de AT e MT), de Utilidade Pública para todos os efeitos, de acordo com o previsto nos artigos 38.º e 42.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na sua redação atual;
- C. As linhas aéreas de AT e MT são acompanhadas de uma zona de proteção, no âmbito da qual é imperativo proceder ao corte ou decote das árvores que for suficiente para garantir a distância mínima regulamentar, bem como das árvores

que, por queda, não garantam em relação às linhas essa mesma distância, nos termos do n.º 4 do artigo 28.º do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro;

- D. Assiste à EDP Distribuição a possibilidade de *“Fora da zona de proteção (...) poderão ainda ser abatidas árvores ou espécies que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das linhas elétricas AT e MT”*, nos termos do artigo 28.º do Decreto Regulamentar nº 1/92, de 18 de fevereiro;
- E. No âmbito dos estudos de avaliação de risco e de resiliência das linhas elétricas, constatou-se que as árvores de elevado porte, mesmo que situadas fora de faixa, podem vir a danificar as linhas aéreas aquando da ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos (tais como ventos ciclónicos e temporais), de carácter imprevisível e incontrolável, que provoquem a queda ou derrube dessas árvores;
- F. Os referidos estudos motivaram a criação do presente Projeto - visando promover ações que permitam aumentar a resiliência da Rede Elétrica perante a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos – que abrange, atualmente, três Concelhos onde foram identificadas situações de risco;
- G. A EDP Distribuição considera e apela para a colaboração dos Proprietários, como condição fundamental, para viabilizar a realização das referidas ações de intervenção na observância dos indicados propósitos.

O presente **Acordo** é livremente celebrado entre as **Partes**, o qual se rege pelos considerandos anteriores e pelas cláusulas seguintes:

#### Cláusula 1ª

##### *(Levantamento perimetral e limites poligonais georreferenciados da Área de Intervenção)*

1. As **Partes** declaram que foi efetuado um levantamento perimetral com a delimitação total do prédio identificado no Considerando C, do qual constam as representações da **Linha**, da respetiva **Faixa de Proteção** e dos limites poligonais da **Área de Intervenção** complementar à servidão e que se reporta ao **Anexo I**, fazendo parte integrante do presente Acordo.
2. A EDP Distribuição propõe e o **Proprietário** declara aceitar que a **Área de Intervenção**, para os efeitos definidos nos Considerandos é aquela que se encontra delimitada a cor azul no **Anexo I**.

#### Cláusula 2ª

##### *(Propriedade e outros direitos sobre o imóvel)*

1. O **Proprietário** declara ser o único e exclusivo titular do correspondente direito de propriedade do imóvel identificado no **Considerando C**, conforme cópia da respetiva



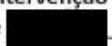
- certidão de registo predial que constitui o **Anexo II** do presente **Acordo**, confirmando a correspondência entre a situação real do imóvel e a situação registral.
2. Sem prejuízo do disposto no n.º 3 da cláusula sexta, o **Proprietário** poderá juntar, como **Anexo II**, cópia não certificada da certidão de registo predial.
  3. O **Proprietário** mais declara que sobre a **Área de Intervenção** determinada de acordo com o disposto na **Cláusula 1ª**
    - a) Não impende quaisquer ónus ou encargos, nomeadamente contrato de arrendamento ou usufruto

**Cláusula 3ª**  
*(Caracterização do tipo de Intervenção)*

1. O (s) tipo (s) de ocupação florestal existente (s) na **Área de Intervenção** do prédio rústico identificado na **Cláusula 1.ª** corresponde ao(s) identificado(s) no **Quadro 1**:

**Quadro 1**

Área de intervenção	Código	Descrição
	EE3	Floresta de grande densidade de eucalipto

2. A **Área de Intervenção** delimitada nos termos da **Cláusula 1ª** corresponderá a uma área total de  metros quadrados do prédio rústico.
3. Em face da situação existente e para prossecução das finalidades previstas nos considerandos, a **EDP Distribuição** desenvolverá as operações materiais de abate das árvores na **Área de Intervenção**, com toragem e recheça complementada com a estilha e dispersão local das ramagens sem prejuízo de alguma ação complementar previamente acordado com o **Proprietário**;
4. A **matéria florestal** resultante desta intervenção de corte, após toragem e recheça, manter-se-á pertença **Proprietário**.
5. As intervenções a que se refere a presente cláusula decorrerão em período e nos termos acordados entre as **Partes**, o que deverá constar de **Adenda** ao presente **Acordo**, passando a fazer parte integrante do mesmo.

**Cláusula 4ª**  
*(Determinação da indemnização pela intervenção)*

1. A **EDP Distribuição** compromete-se a indemnizar o **Proprietário** pela perda de rendimento fundadamente decorrente do abate de árvores existentes na **Área de Intervenção** identificada.

2. O valor total da **Indemnização** a atribuir ao **Proprietário** em consequência da intervenção a realizar constará do Relatório, de acordo com a minuta que constitui o **Anexo IV** ao presente **Acordo** e que do mesmo faz parte integrante, constituído pelas seguintes parcelas:
  - 2.1. Valor da **Perda de Rendimento** (valor expectativa e valor do solo com base em valores de referência em função da área de povoamentos florestais);
  - 2.2. Valor inerente às ações estabelecidas na **Cláusula 3ª**;
  - 2.3. Valor correspondente aos **Danos Colaterais** (nos termos gerais de direito, e que se reportam a danos eventuais e desde que direta e comprovadamente decorrentes das intervenções a realizar ao abrigo do presente **Acordo**).
3. O valor da indemnização prevista, será calculado para o período de 50 anos, contado a partir da data da conclusão da operação de intervenção

**Cláusula 5ª**  
**(Indemnização global pela intervenção)**

1. Nos termos do presente Acordo e sem prejuízo de o valor exato da indemnização apenas ser determinável após efetivação da intervenção, a **EDP Distribuição** declara, com base na informação perimetral a que corresponde o **Anexo I** e nos critérios e enunciados na clausula anterior, que o valor da indemnização não será inferior a [REDACTED] euros, por referência a uma **Área de Intervenção** complementar à servidão de [REDACTED] m2.
2. A **EDP Distribuição** determinará o valor exato da indemnização após realização da respetiva intervenção e de acordo com as variáveis que forem constatadas no local.
3. A indemnização prevista apenas não será devida se, aquando da deslocação ao local para efeitos de intervenções, se verificar que as circunstâncias que presidiram à identificação da Área de intervenção como uma zona de risco não se confirmam (nomeadamente, inclinação das árvores para o lado contrário ao da linha, constatação de intervenção anterior ou inconformidade na caracterização/delimitação da parcela/área de intervenção), caso em que o Acordo não produzirá quaisquer efeitos.

**Cláusula 6ª**  
**(Liquidação da indemnização pela EDP Distribuição)**

1. O valor da Indemnização global a apurar nos termos das cláusulas anteriores será integralmente liquidado através de um único pagamento a efetuar [... *por meio de*

*transferência bancário para o seguinte NIB ou através de cheque a enviar para a morada do Proprietário]*

2. O pagamento será realizado no prazo máximo de 3 meses, após a data da intervenção e a determinação do valor exato da mesma,
3. Caso, nos termos do n.º 1 da cláusula segunda e por referência ao **Anexo II**, tenha sido junta pela Proprietário cópia não certificada da certidão do registo predial, o pagamento da indemnização apenas será liquidado após receção, pela **EDP Distribuição**, de cópia certificada da certidão do registo predial ou de chave de acesso à certidão online.
4. Com o pagamento da quantia que vier a ser apurada, o **Proprietário** dará integral quitação da mesma, declarando nada mais ter a receber ou a exigir, judicial ou extrajudicialmente, da **EDP Distribuição** no que se refere aos termos clausulados no presente **Acordo**, nos termos do **Anexo V**.

#### **Cláusula 7ª**

##### ***(Execução de deveres na área de intervenção)***

1. Na Área de Intervenção e por um período não inferior a **50** anos, o **Proprietário** obriga-se a cumprir o disposto na **Cláusula 3ª** do presente **Acordo**, devendo solicitar, sem quaisquer encargos, a presença de um representante da **EDP Distribuição**, sempre que pretenda dar um uso diferente ao solo e/ou para a realização de quaisquer trabalhos, dos quais possam resultar no presente ou futuramente danos para as infraestruturas da rede elétrica de distribuição.
2. Caso não seja observado o disposto no número anterior, a **EDP Distribuição** tem direito de ser indemnizada por eventuais danos causados nas suas infraestruturas da rede elétrica de distribuição, bem como pelos custos decorrentes das ações corretivas adotadas para repor a normal exploração das mesmas.
3. Na Área de Intervenção e durante o indicado período de vigência do Acordo, a **EDP Distribuição** promoverá, diretamente ou através de Prestadores de Serviços Externos, por si, contratados para o efeito, as ações que se afigurem necessárias à criação de condições de resiliência das Linhas Aéreas executadas de acordo com as Políticas de boas Práticas Ambientais e salvaguardando a preservação da Biodiversidade.

#### **Cláusula 8ª**

##### ***(Opção pela reflorestação)***

O **Proprietário** poderá optar pela ação complementar de Reflorestação da área intervencionada, tendo em consideração as tipologias propostas no **Anexo VI**.

#### **Cláusula 9ª**

***(Alterações dos pressupostos do Acordo)***

1. As **Partes** antecipam a possibilidade de ocorrência de alterações dos pressupostos do presente **Acordo** suscetíveis de influenciar a respetiva execução, comprometendo-se a comunicar a qualquer alteração relevante.
2. No caso de retirada da **Linha**, as **Partes** ficam liberadas das obrigações constantes do presente Acordo.
3. Caso haja alteração de **Proprietário** a mesma deverá ser comunicada à **EDP Distribuição** que terá a possibilidade de ponderar alterar apenas a titularidade do presente **Acordo** através de **Adenda**.
4. Se ocorrer qualquer outra situação que imponha ou determine alteração dos termos do **Acordo**, a mesma deverá ser comunicada à contraparte para avaliação de impacto na execução das obrigações previstas.
5. O **Proprietário** terá a faculdade de colocar termo ao presente Acordo, sendo que, nesse caso, a **EDP Distribuição** terá o direito à restituição do montante correspondente à diferença entre o período de vigência do presente Acordo (50 anos) e aquele que efetivamente decorreu.
6. O termo do contrato, por iniciativa do **Proprietário** não libera este da responsabilidade definida nos termos do disposto DL 26852/36, de 30 julho, nomeadamente no artigo 28º do DR 1/92, de 18 fevereiro, em que poderão ser abatidas as árvores ou espécies que, pelo seu porte e condições particulares, se reconheça constituírem um risco inaceitável para a segurança das Linhas Elétricas AT e MT.

**Cláusula 10ª**

***(Comunicações entre as Partes)***

1. Todas as comunicações entre as **Partes** relativas ao presente **Acordo** devem ser endereçadas às respetivas moradas nele constante, salvo se, entretanto, alguma das **Partes** indicar à outra, por escrito, um endereço diverso, para esse fim.
2. Em todos os casos de comunicações previstas no presente **Acordo**, considera-se que houve conhecimento do destinatário desde que esta seja feita através de carta registada com aviso de receção seja endereçada para as moradas constantes do preâmbulo do presente **Acordo** ou das que em sua substituição sejam indicadas em conformidade com o disposto no número anterior.
3. A data do conhecimento ocorre com a assinatura do Aviso de Receção, de acordo com os regulamentos postais, ou com a sua devolução por não levantamento da Carta.



**Cláusula 11ª**  
**(Incumprimento)**


A falta de cumprimento dos termos do presente **Acordo**, determina o incumprimento definitivo do mesmo de acordo com o regime legal aplicável e com as devidas consequências.

**Cláusula 12ª**  
**(Vigência do Acordo)**

1. O **Acordo** alcançará o respetivo termo com o decurso do prazo nele fixado e indicado na **Cláusula 6ª**.
2. Sem prejuízo do que foi particularmente previsto no presente Acordo, em particular no número 3 da cláusula 5.ª, as **Partes** têm o direito de pôr termo ao mesmo a todo o tempo, independentemente do fundamento invocado, e nos termos gerais de direito, através de comunicação dirigida à contraparte.
3. Tal direito não prejudica o dever de indemnização, nomeadamente nos termos do n.º5 da clausula oitava do presente Acordo.

**Clausula 13ª**  
**(Resolução de litígios)**

Para dirimir qualquer litígio decorrente ou relacionado com o presente **Acordo**, as **Partes** atribuem competência ao foro de **Lisboa**, com renúncia a qualquer outro.

Feito em duplicado e assinado no dia 

Pela EDP Distribuição,

O Proprietário



Página em branco

**ANEXO I – MELHORIAS E  
ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS  
NA PRESENTE PROPOSTA DE  
PDIRD-E 2020 FACE AO PDIRD-E  
2018 E ÀS RECOMENDAÇÕES E  
COMENTÁRIOS EMITIDOS PELA  
ERSE EM SEDE DE CONSULTA  
PÚBLICA AO PDIRD-E 2018**

Página em branco

Na elaboração do PDIRD-E 2020 (2021-2025), a E-REDES introduziu um conjunto de melhorias e alterações que, por um lado dão maior clareza e sustentação às opções tomadas para o Plano e, por outro, pretendem dar resposta às recomendações e comentários que constam do Parecer da ERSE emitido após a consulta pública ao anterior PDIRD-E 2018 (2019-2023).

As alterações mais significativas consideradas neste PDIRD-E, comparativamente com o anterior, são:

- Revisão do estudo e melhoria dos modelos de estimação e monetização dos benefícios do impacto nos vetores Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência da Rede;
- Conclusão do estudo e desenvolvimento dos modelos de estimação e monetização dos benefícios do impacto nos vetores Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços;
- Estimação do indicador de referência para a QST (SAIDI MT) a nível nacional e por zona do RQS (A, B e C);
- Melhoria contínua das ferramentas e modelos de gestão de ativos e alargada a vários tipos de ativos;
- Melhoria da informação sobre a capacidade disponível para receção de nova produção distribuída a nível local;
- Revisão da estrutura do documento, procurando tornar mais simples e clara a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos.
- Realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países;
- Estimativa mais detalhada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos;
- Foco no alinhamento estratégico do Plano com os objetivos da transição energética e metas do PNEC 2030.

Existem, ainda, algumas limitações que não permitem dar uma resposta definitiva na presente proposta de PDIRD-E 2020 a algumas das recomendações da ERSE, e que assim continuam em desenvolvimento para próximas edições, como sejam:

- Análise de sensibilidade não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação;
- Melhoria da estimação das perdas técnicas por nível de tensão;
- Avaliação do resultado direto de intervenções de renovação/reabilitação ao nível do seu impacto nos custos operacionais e desempenho da rede;
- Análise mais detalhada dos benefícios dos projetos de investimento inovador.

Referem-se de seguida e de forma sistematizada as recomendações específicas para o PDIRD-E 2020 que constam do Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2018 e as medidas consideradas na elaboração desta proposta para lhes dar resposta.

### **Recomendação da ERSE # 1**

*“A ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deva ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação.”*

#### Análise da E-REDES

Foram efetuados estudos preliminares para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar a sua evolução. Por outro lado, os estudos de avaliação de projetos consideram análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo do consumo e da

produção, conforme descrito no capítulo 2.1.3.1. Com vista a futuros Planos, está a decorrer um estudo com uma entidade académica para aprofundar este tema.

### **Recomendação da ERSE # 1A**

*“A ERSE considera que, para futuras propostas de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor face às alternativas estudadas, que os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.”*

#### Análise E-REDES

Nos capítulos 2.1.3 e 2.2 desta proposta do PDIRD-E 2020 são apresentadas as metodologias de análise de projetos de investimento e os indicadores gerais utilizados na seleção dos investimentos para o Plano. Refira-se que, para além da relação benefício-custo, são também utilizados outros indicadores que procuram adequar a seleção dos projetos às especificidades e objetivos de cada programa e subprograma de investimento.

### **Recomendação da ERSE # 1B**

*“A ERSE recomenda, igualmente, que a análise contemple cenários que melhor reflitam a incerteza quanto ao impacto da eficiência energética, do autoconsumo e da mobilidade elétrica na procura a satisfazer através das redes de distribuição”*

#### Análise da E-REDES

A E-REDES observa, na elaboração dos seus cenários de evolução da procura, as orientações de política energética do governo e as previsões mais recentes de evolução da procura contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), o qual incorpora nos seus cenários de procura a estimativa das poupanças de consumo associadas a eficiência energética e a evolução da procura associada à mobilidade elétrica, para vários cenários distintos.

A E-REDES analisou o impacto da mobilidade elétrica e da evolução do autoconsumo ao nível dos seus planos de investimento nas redes. Essa análise indicia que, para o horizonte do PDIRD-E 2020 (2021-2025), esse impacto não será significativo e estará, sobretudo, associado a necessidades de investimento pontuais em redes BT.

A E-REDES está, presentemente, a realizar uma análise das necessidades de investimento nas suas redes com o apoio de uma instituição científica (INESC TEC), com o objetivo de avaliar essas necessidades para um horizonte temporal mais alargado. O impacto do crescimento do autoconsumo e da mobilidade elétrica apresenta uma incerteza reduzida para o período de vigência do PDIRD-E 2020. Essa incerteza será maior para horizontes temporais mais alargados, para os quais se prevê uma maior disseminação do uso dessas tecnologias.

### **Recomendação da ERSE # 2**

*“A ERSE recomenda que se estude uma forma útil de divulgar esse trabalho do operador da ORD [melhorar a fundamentação em torno da decisão de investir na renovação de ativos de rede e respetivos projetos de investimento] permitindo demonstrar que as opções tomadas estão corretamente fundamentadas (...) sublinha a expectativa de que no PDIRD-E 2020 possam já ser quantificados os custos evitados com estas ações de renovação/reabilitação.”*

*“A ERSE recomenda que o operador continue a realizar esforços para que na edição do PDIRD-E 2020 já seja possível disponibilizar informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos.”*

### Análise da E-REDES

A E-REDES tem por objetivo proceder à melhoria contínua das suas ferramentas e modelos de gestão de ativos. Nesse sentido tem promovido projetos que visam melhorar o conhecimento da condição e probabilidade de falha dos ativos. Exemplo disso foi o projeto PATH, já apresentado no anterior PDIRD-E 2018, desenvolvido com o INESC TEC e que teve como resultado a elaboração de um modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida útil restante de TP AT/MT. Este modelo permite conhecer, com maior precisão, o número esperado de falhas de TP AT/MT em cada ano e quais os que apresentam maior probabilidade de falha. Esses elementos contribuíram para a reavaliação do dimensionamento da reserva operacional de TP AT/MT elaborado para a proposta do PDIRD-E 2020, bem como para quantificar as necessidades de investimento de renovação dos TP AT/MT ao longo do período 2021-2025. Serviu, ainda, para identificar TP AT/MT cuja monitorização será útil do ponto de vista do aperfeiçoamento dos modelos de degradação da sua condição e, também, de antecipação de falhas a ocorrer a curto prazo, minimizando os custos e impacto resultante.

A E-REDES está a aprofundar o desenvolvimento desses modelos para outros ativos. Exemplo desse aprofundamento é o projeto HEAD com o INESC TEC, dedicado ao desenvolvimento de modelos de avaliação da condição de TP MT/BT, linhas e cabos e órgãos de corte. O objetivo será o de dispor de modelos mais aperfeiçoados que permitam ter mais informação sobre a degradação das condições desses ativos no tempo, cujo resultado será utilizado em PDIRD-E futuros. Também em desenvolvimento outros projetos inovadores, baseados em metodologias de *machine learning*, para melhorar o conhecimento sobre a condição de ativos. Exemplo foi o projeto MAPDIS, dedicado a disjuntores e cujo resultado é um modelo de previsão de falha a curto prazo. Esse algoritmo será testado, podendo melhorar a definição das estratégias de manutenção associadas ao ativo.

A avaliação da condição de ativos, avaliando o resultado direto de intervenções de renovação/reabilitação ao nível do seu impacto nos custos operacionais e desempenho da rede é complexa, pelo grande número de ativos inseridos numa rede elétrica, a sua diversidade e a diversidade das suas condições de operação. A E-REDES evoluiu a qualidade dos seus sistemas de dados, registando mais informação sobre as intervenções realizadas nos ativos (projeto JUMP). Também tem recorrido ao conhecimento existente nas instituições científicas e a novas ferramentas de análise de dados para melhorar esses modelos. Finalmente, usa como *benchmarking* para avaliação da condição e risco de falha dos ativos a “DNO Common Network Asset Indices Methodology” (CNAIM), desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (OFGEM) como apoio à decisão sobre renovação de ativos em fim de vida.

### **Recomendação da ERSE # 3**

*“Com o objetivo de introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E, a ERSE volta a afirmar a sua disponibilidade para em conjunto com o operador da RND analisar a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análise benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados, o que permitirá fundamentar melhor o ranking dos projetos por ordem de prioridade, ranking este já disponibilizado mas sem disponibilização de informação sobre a análise Benefício-Custo.”*

### Análise E-REDES

Para o PDIRD-E 2020 foi revista a estrutura do documento, com o objetivo de tornar mais simples e clara a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos. P.ex. nas fichas incluídas no Anexo C encontra-se compilada a caracterização completa dos principais projetos e subprogramas de investimento considerados no Plano, incluindo calendarização e indicadores respetivos, eliminando a necessidade de uma descrição complementar no corpo do documento (cf. capítulo 7 do anterior PDIRD-E 2018 versão julho 2018).

### **Recomendação da ERSE # 4**

*“A ERSE recomenda que seja considerada a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir que no enquadramento económico atual e a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.”*

### Análise E-REDES

Os contactos desenvolvidos com outros operadores não foram muito conclusivos pois os temas em causa são eminentemente estratégicos e normalmente reservados. Assim, o desdobramento do investimento considerado no Plano, em vetores estratégicos de investimento, terá especificidades e características próprias de cada uma das empresas. Procurando dar seguimento a este tema, além de prosseguir com outras análises internas, a E-REDES solicitou a uma instituição científica (ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa) a elaboração de um estudo incluindo a “realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países”, que é apresentado no Anexo H.1 desta proposta de PDIRD-E 2020, e que foi tido em conta na definição da estratégia do Plano.

### **Recomendação da ERSE # 5**

*“A ERSE sublinha o esforço do operador da RND em tentar quantificar de modo monetizado os benefícios associados ao investimento proposto, e reafirma a sua recomendação do parecer à proposta de PDIRD-E 2016, de que é fundamental concluir os estudos em curso para que se possa melhor fundamentar os investimentos propostos apresentando os benefícios resultantes.”*

### Análise E-REDES

Nesta proposta do PDIRD-E 2020 são apresentados os resultados finais do estudo desenvolvido com a instituição científica INESC TEC com o objetivo de melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento (Anexo H.2). O Plano considera, assim, a monetização dos benefícios para todos os 5 vetores de investimento (segurança de abastecimento, qualidade de serviço, eficiência da rede, eficiência operacional e acesso a novos serviços), conforme também descrito no Capítulo 3 - Estratégia de Desenvolvimento da RND.

### **Recomendação da ERSE # 6**

*“A ERSE reforça a sua anterior recomendação para a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção a um nível local, já que são expectáveis ritmos de penetração diferenciados geograficamente de produção distribuída nas redes em MT e BT.”*



### Análise E-REDES

A E-REDES mantém o acompanhamento da evolução dos diagramas de carga registados nos PTD das redes de distribuição, bem como da dispersão geográfica das unidades de produção conhecidas associadas às redes de BT. Adicionalmente, com a disseminação da instalação de redes inteligentes, a E-REDES tem vindo a reforçar a sua capacidade de monitorização dos parâmetros de funcionamento das redes de BT a nível ainda mais local, nomeadamente através da recolha e tratamento de dados disponibilizados pelos contadores inteligentes.

### **Recomendação da ERSE # 6A**

*“No mesmo sentido, a ERSE salienta a importância de acompanhar o impacto da evolução da capacidade instalada de produção distribuída ligada às redes em BT em situações de inversão de trânsito, e sua consequência em investimentos nas redes MT.”*

### Análise E-REDES

A E-REDES tem vindo a proceder à instalação de contadores inteligentes e de DTC nas suas redes, aumentando a capacidade de monitorização, ainda mais reforçada nesta proposta final do PDIRD-E 2020 com a aceleração prevista do roll-out (Capítulo 3.4.2). Os dados recolhidos pela telecontagem de PTD são utilizados para deteção de situações de ocorrência de sobrecarga e para a construção de diagramas de carga representativos dessas instalações (permitindo a caracterização dos diagramas de carga de PTD associados a redes com elevada penetração de autoconsumo e/ou de consumos de mobilidade elétrica e promovendo estudos sobre a necessidade de realizar intervenções nas instalações para as quais se antecipem situações críticas, bem como estudos mais alargados sobre os benefícios de soluções não convencionais, tais como as possibilitadas por estratégias de flexibilidade). Adicionalmente, a E-REDES utiliza os dados provenientes dos contadores inteligentes para identificar redes BT problemáticas (nomeadamente de redes que possam, circunstancialmente, apresentar sobrelevações ou valores de tensão reduzidos). O modelo desenvolvido de deteção dessas redes encontra-se em fase de automatização em sistema, sendo aplicável às redes de BT que já apresentem uma elevada proporção dos seus clientes dispendo de contadores inteligentes em telegestão.

### **Recomendação da ERSE # 6B**

*“Para além da informação já hoje disponibilizada no Anexo 5.A sobre a capacidade de receção disponível em cada subestação, para cada nível de tensão, seria importante que esta informação fosse disponibilizada graficamente (mapa), de modo a que seja possível identificar as zonas com maior capacidade de receção disponível e aquelas em que esta é mais escassa, permitindo ao operador identificar qual a melhor estratégia para colmatar lacunas.”*

### Análise E-REDES

No Anexo B.3 da proposta do PDIRD-E 2020 são apresentadas as tabelas de capacidade de receção e os mapas geográficos da RND indicando graficamente a capacidade disponível, para os anos de 2020 (i.e. no início do Plano) e 2025 (no final do Plano). Para cada um destes anos são apresentados dois mapas, um com a capacidade disponível no nível AT e outro com a capacidade disponível no nível MT, em cada SE AT/MT e PCAT.

### **Recomendação da ERSE # 7**

*“A questão da penetração da produção distribuída deve deixar de ser unicamente apresentada na perspetiva de problemas que coloca e de custos incorridos, quer quando se trata da interação entre as redes de transporte e as redes de distribuição, quer quando são analisados os impactes em cada um dessas redes, devendo ser tido em conta os benefícios que poderão resultar desta evolução e que, provavelmente, serão mais evidentes quando se analisar a penetração em maior escala da produção distribuída ligada às redes em MT e BT.”*

*“Alguns dos pressupostos de planeamento, que foram estabelecidos num contexto em que era outro o conceito de produção distribuída (ou nem existia), devem ser adaptados ao novo contexto, ou em alternativa, a sua manutenção deve ser melhor justificada. A manutenção destes pressupostos pode originar sobrecustos de investimento na rede, que poderão constituir uma barreira à penetração deste novo tipo de produção distribuída. A ERSE recomenda, por isso, que em edições futuras de propostas de PDIRD-E reflitam os comentários referidos.”*

#### Análise E-REDES

Em resultado da transposição para a regulamentação nacional do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016, o qual estabelece define mecanismos de flexibilidade aplicados aos produtores, foram revistos os critérios de avaliação de capacidade da RND. Consequentemente, apesar do significativo acréscimo de potência comprometida na RND, aproximadamente 4.000MVA entre o PDIRD-E 2018 e o PDIRD-E 2020, a capacidade disponível na RND reduziu de apenas 1.196MVA entre o declarado no PDIRD-E 2018 (7.835MVA) e no PDIRD-E 2020 (6.639MVA).

Adicionalmente, o desenvolvimento em curso de métodos de planeamento probabilístico permitirá a avaliação do impacto (benefícios e constrangimentos) da integração de produção distribuída num nível de tensão e da sua devida propagação aos níveis superiores.

### **Recomendação da ERSE # 8**

*“A ERSE recomenda que na informação a disponibilizar em sede de PDIRD-E 2020, o operador da RND identifique aquelas subestações em que se verificou congestionamento, em qualquer dos sentidos de trânsito, e quantifique o número de horas em que esse congestionamento sucedeu.”*

#### Análise E-REDES

A informação sobre o congestionamento da carga verificado nas subestações é disponibilizada pelo ORD à ERSE no documento elaborado em resposta ao Art.º 22.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) - Quadro Transformadores AT/MT que consta do ponto 4.1.1 da Norma Complementar n.º 2 do RARI. Nesse quadro disponibiliza-se o histograma de utilização dos TP AT/MT (nº de horas em classes de 10% da respetiva capacidade estipulada). De acordo com os dados disponibilizados no relatório entregue em 2020 (dados referentes a 2019), registaram-se pontualmente situações de sobrecarga em TP AT/MT, para trânsitos no sentido da entrega de energia de AT para MT, embora de curta duração (duração máxima acumulada para o ano de 67h, para a SE Alcoitão); refira-se que as situações de sobrecarga temporária são possíveis, normalmente associadas a reconfigurações de rede realizadas em situação de contingência:

ID do Transformador	SAP ID	ID da subestação	Nome
761484	280190664	0808S5060200	LOULÉ
1627718	280182313	1105S5413000	PAREDE
1627725	280182314	1105S5413000	PAREDE
1627739	280182316	1105S5396000	ALCOITÃO
1627802	280182322	1113S5527000	CASALINHOS DE ALFAIATA
1628236	280182365	1403S5799800	ALMEIRIM
1628705	280182397	1106S5800000	EXPO SUL
6974965	280187385	1304S5009400	JOVIM
6974973	280187386	1304S5009400	JOVIM
6975139	280187405	0116S5002800	DEVESA VELHA
6975163	280187408	0116S5002800	DEVESA VELHA
6975243	280187418	1314S5004600	AREIAS NORTE
6975331	280187429	1310S5009200	REBORDOSA
6975445	280187443	1313S5010600	BEIRIZ
6975453	280187444	1313S5010600	BEIRIZ
6975589	280579076	0306S5004700	FONTE BOA
6975597	280187462	0306S5004700	FONTE BOA
6975888	280187494	1312S5013900	MONTE DOS BURGOS
6975896	280187495	1307S5007700	MARCO DE CANAVESES
6975920	280187498	0312S5002700	LOUSADO
6976278	280187539	0108S5001000	AVANCA
6976403	280187552	0308S5008400	GUIMARÃES
6976471	280187556	1306S5008900	MAIA
6976479	280187557	0308S5008400	GUIMARÃES
10273667	280181453	1106S5907000	BOAVISTA (Lisboa)
28609759	280192314	0312S5003800	REQUIÃO
37516549	280192268	0111S5006200	PAMPILHOSA
53902681	280210299	1405S5680800	CARRASCAL
124467022	280210303	1010S5011000	CASAL DA LEBRE
399374001	280190679	1608S5006800	VALENÇA
672751093	280182309	1105S5376000	ESTORIL
---	Sem ID 06	1106S5200200	PRAÇA FIGUEIRA

Registaram-se, também, pontualmente (duração máxima de 1h acumulada para o ano), pontas máximas acima das características estipuladas dos TP AT/MT, com trânsitos de energia inversos (das redes MT para as redes AT):

ID do Transformador	SAP ID	ID da subestação	Nome
170782063	280792440	1714S5022900	JORJAIS
---	Sem ID 07	1805S5001700	VAROSA

### Recomendação da ERSE # 8A

*“Adicionalmente, deverá ser quantificado o montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade. Estas informações de acesso às redes deverão ser associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador.”*

#### Análise E-REDES

Em concordância com o recomendado pela ERSE no parecer ao PDIRD-E 2018, foi incluída na proposta de PDIRD-E 2020 a informação da potência de ligação rejeitada ligar à RND no Anexo B.3 - Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT e descrito no Capítulo 4 - Pontos de Entrega de Energia.

A informação de potência rejeitada foi desagregada geograficamente por subestação AT/MT e desagregada pelo fundamento da rejeição, quer por motivo de limitação da RND, totalizando 1.437MVA de potência rejeitada, quer por motivo de parecer negativo do GGSEN, totalizando 17.807MVA de potência rejeitada (este valor inclui não só rejeições das instalações RND constantes da tabela, como das rejeições de ligações à RND realizada em painéis de 60kV em instalações da RNT).

### Recomendação da ERSE # 9

*“Já em termos de garantia de segurança às capitais de distrito, a ERSE sublinha a preocupação expressa em alguns comentários recebidos na consulta pública, que recomendam que o operador estenda esta estratégia aplicável às capitais de distrito a outras localidades, as quais pela sua importância ao nível dos consumos industriais, mereceria um reforço dos investimentos que garantisse uma qualidade de serviço ao nível das restantes zonas A.”*

#### Análise E-REDES

No âmbito da análise do vetor Qualidade de Serviço Técnica para o PDIRD-E 2020, deu-se continuidade ao estudo do impacto do investimento nos índices de continuidade de serviço (SAIDI e TIEPI). Foi, assim, revisto e melhorado o modelo de estimação utilizado em PDIRD-E anteriores, tendo-se considerado, para além da componente do investimento, também uma nova componente associada aos custos de manutenção na RND, bem como foi atualizado para o investimento previsto no período deste PDIRD-E (Anexo H.2).

Em particular, e adicionalmente à habitual estimativa ao nível da rede nacional, foram efetuadas estimativas por zona do Regulamento da Qualidade de Serviço (zonas A, B e C do RQS), procurando-se quantificar as necessidades de investimento para cada zona e atingir os objetivos definidos neste Plano para a QST. Estes objetivos apontam para uma ligeira melhoria da qualidade de serviço técnica, tendo em conta as recomendações recebidas no anterior PDIRD-E para este vetor, sendo que se prevê

risco de degradação na zona A e na zona B e uma melhoria na zona C, resultando numa melhoria global a nível nacional (redução estimada do SAIDI MT global em -2,55 min). Manteve-se, assim, a estratégia de redução das assimetrias de QST, direcionando os investimentos de modo a melhorar as zonas menos bem servidas ainda que com risco de degradação das restantes (Capítulo 3.1.1.2.2).

A E-REDES continuará a assegurar o desenvolvimento da RND e a melhoria da qualidade de serviço técnica de acordo com o previsto na regulamentação em vigor, elaborando planos específicos (p.ex. em zonas industriais ou outras) sempre que tal se manifeste como oportuno e ponderando a adequação dos investimentos a considerar tendo em conta a sua eficiência e benefícios para o SEN.

### **Recomendação da ERSE # 10**

*“Na proposta de PDIRD-E 2018, o Operador da RND realizou em conjunto com o INESC-TEC um novo estudo com o objetivo de estimar projeções para as perdas técnicas na RND. (...) Apesar de o operador da RND já ter disponibilizado informação sobre estimativa de perdas desagregadas (...) a ERSE reforça a recomendação efetuada no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, na expectativa de que na próxima edição de PDIRD-E 2020, já seja possível ao operador da RND apresentar um balanço energético identificando claramente as perdas elétricas nas redes, em termos de energia (GWh) e em % o consumo referido à emissão.”*

#### Análise E-REDES

Em anteriores edições do PDIRD-E, foi desenvolvido um trabalho entre a E-REDES e o INESC-ID/IST com o objetivo da certificação do modelo de perdas e, com base nesta certificação e outros estudos realizados pelo INESC TEC, foram estimadas perdas para a rede AT e MT.

Dando seguimento a esta análise com o INESC TEC, pretendeu-se estudar a viabilidade de aplicar balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas. Os resultados até agora obtidos apontam para valores de perdas alinhados com os padrões esperados na rede AT e na rede MT, enquanto que para a rede BT se afasta dos padrões normais e não está de acordo com a experiência e testes realizados em estudos anteriores. Complementarmente, estão a decorrer outros estudos com o INESC TEC sobre o impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspectivada nos níveis de tensão da RESP.

Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

### **Recomendação da ERSE # 10A**

*“A ERSE realça o esforço do ORD em estimar as perdas da RND para os níveis AT e MT, mas estando concluído o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD), a ERSE sublinha e reafirma a necessidade de disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que ainda não ficou resolvida na proposta de PDIRD-E 2018, sendo esperado que tal ocorra na proposta de PDIRD-E 2020.”*

## Análise E-REDES

A última parte do estudo com o INESC TEC, acima referido, incidiu na análise da viabilidade de utilização de balanços de energia como forma de estimação de perdas.

Dos resultados obtidos, e devido a limitações nos dados disponíveis, esta hipótese não foi ainda validada como alternativa aos estudos baseados em trânsitos de potência diretamente a partir do balanço. Refira-se que o cálculo subjacente implica na diferença entre a energia entregue a uma rede e absorvida desta. Uma vez que o resultado dessa diferença (as perdas) são de cerca de 1% de qualquer das grandezas, qualquer erro de medida poderá distorcer o resultado final obtido. Acrescem as dificuldades associadas à integração dos valores de energia entregue e absorvida por uma rede durante um determinado período de tempo, atendendo ao facto de a rede ser dinâmica (ou seja, obrigando à consideração rigorosa de todas as reconfigurações de rede verificadas durante o período de tempo de integração dos dados e as consequências dessas reconfigurações ao nível dos balanços de energia associados a cada nó de rede). Não obstante, o mais correto conhecimento dos diagramas de carga e de produção verificados ao longo da rede permitem melhor o grau de confiança obtido nas estimativas de perdas obtidas por simulação do comportamento das redes.

Procurando desenvolver ações que permitam melhorar as medidas, e de modo a reforçar potencial de exploração da rede de distribuição, foi incluído na proposta do PDIRD-E 2020 o projeto "Melhoria do Balanço Energético na Rede MT" (Ficha n.º 98) tendo como principal objetivo facilitar a análise e deteção de focos de perdas na RND, nomeadamente perdas não técnicas.

# **ANEXO J – BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS DOS PDIRD-E**

Página em branco





## **Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E**

Maio 2020

# Índice

1	Introdução.....	3
2	Vetores.....	4
2.1	Descrição .....	4
2.2	Metodologia de cálculo do investimento por Vetor .....	4
2.3	Investimento por vetor .....	4
2.3.1	Desempenho dos vetores de investimento – ano 2017 .....	5
2.3.2	Desempenho dos vetores de investimento – ano 2018 .....	6
2.3.3	Desempenho dos vetores de investimento – ano 2019 .....	6
3	Balanço por Vetor de Investimento .....	7
3.1	Análise por Vetor.....	7

## 1 Introdução

---

No seguimento da realização do Balanço Intercalar ao Investimento efetuado no PDIRD-E 2018, também para este Plano se elaborou o mesmo exercício.

Tendo em consideração que o Plano assenta numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, nomeadamente para o investimento específico, a análise incidiu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Foram analisados os anos 2017, 2018 e 2019, que abrangem os PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2018. Efetuou-se a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos.

Os valores considerados em plano para os anos 2017 e 2018 são referentes ao PDIRD-E 2016. Para 2019, considerou-se o previsto no PDIRD-E 2018.

## 2 Vetores

### 2.1 Descrição

Os vetores estratégicos de investimento considerados são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

### 2.2 Metodologia de cálculo do investimento por Vetor

O investimento atribuído a cada vetor é calculado com base numa matriz que afeta uma percentagem do investimento de cada programa ao respetivo vetor.

Tabela 2.1- Matriz dos investimentos por vetor

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores de Investimento de Iniciativa de Empresa					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só contadores)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Aquisição de Terrenos para Subestações	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligação de PT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

### 2.3 Investimento por vetor

No ponto 3. analisar-se-ão os valores para cada um dos vetores. Essa análise detalha e complementa a visão global que abaixo se apresenta para o desempenho em cada um dos anos.

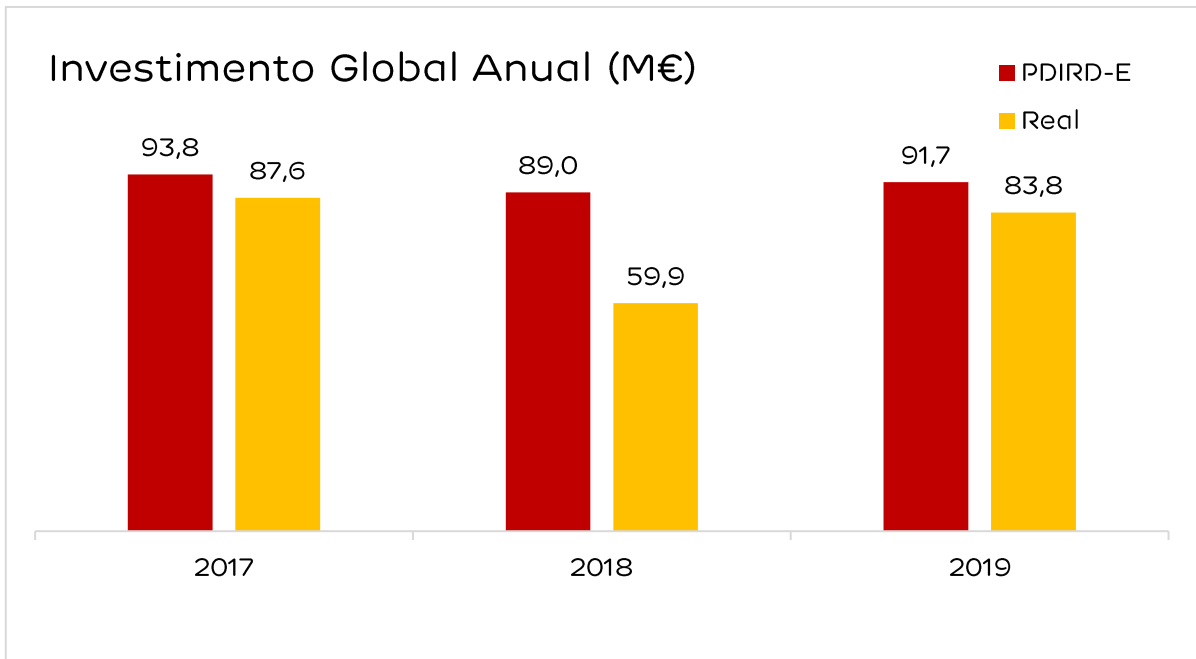


Figura 2.1: Investimento Global Anual (M€)

No ano de 2018, entrou em exploração uma nova ferramenta informática, o sistema JUMP, com especial impacto no investimento de iniciativa da empresa. As contingências e a necessidade de adaptação da Empresa associadas à entrada em exploração deste novo sistema, traduziu-se na redução do nível de investimento nesse ano. Em 2019, observa-se já uma recuperação dos níveis de investimento nomeadamente na componente do Investimento Obrigatório e Corrente Urgente.

### 2.3.1 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2017

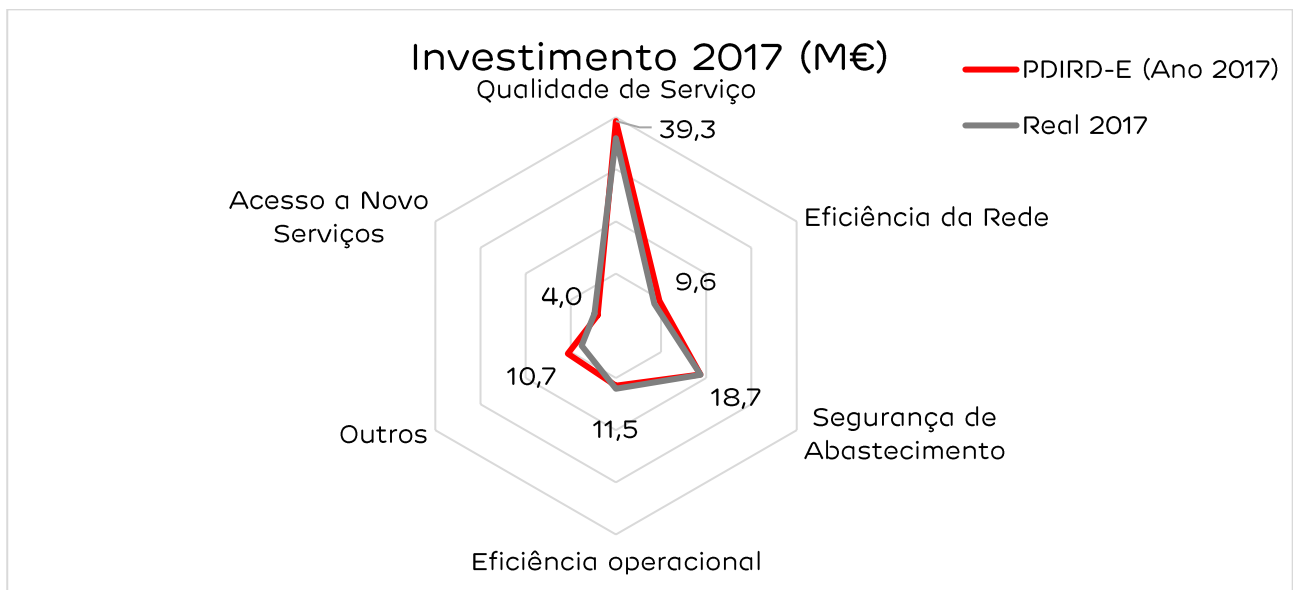


Figura 2.2: Investimento 2017 (M€)

### 2.3.2 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2018

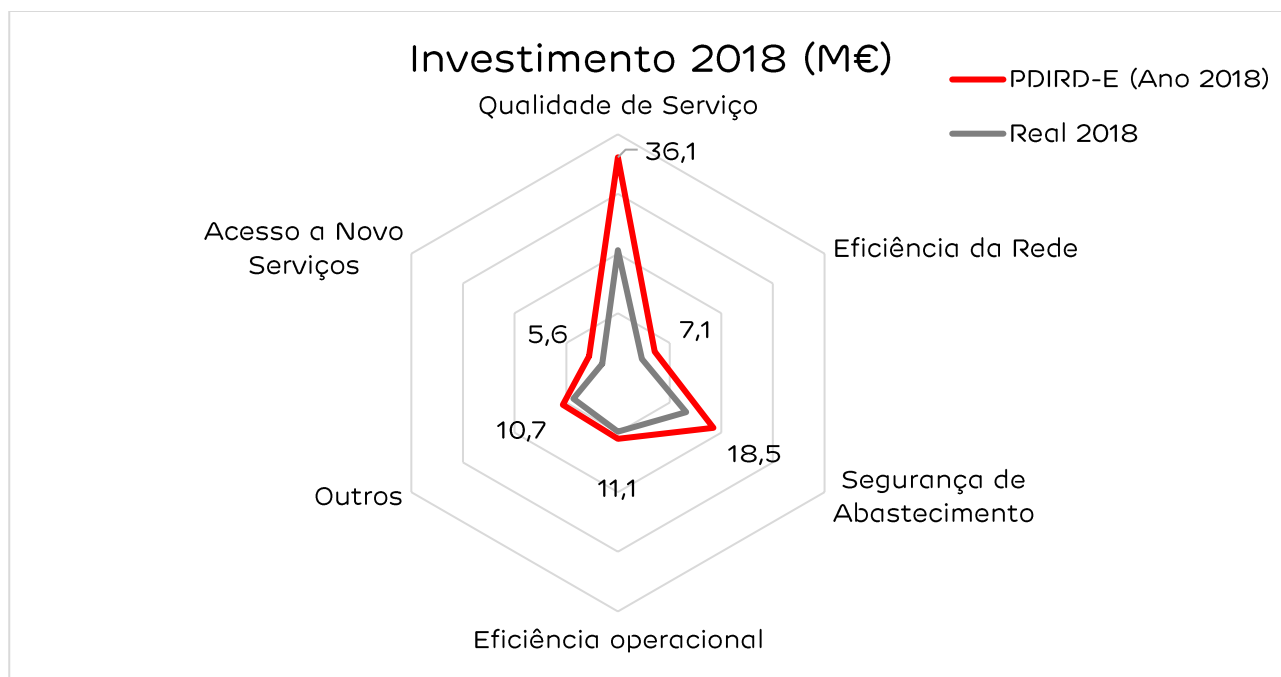


Figura 2.3: Investimento 2018 (M€)

### 2.3.3 Desempenho dos vetores de investimento – ano 2019

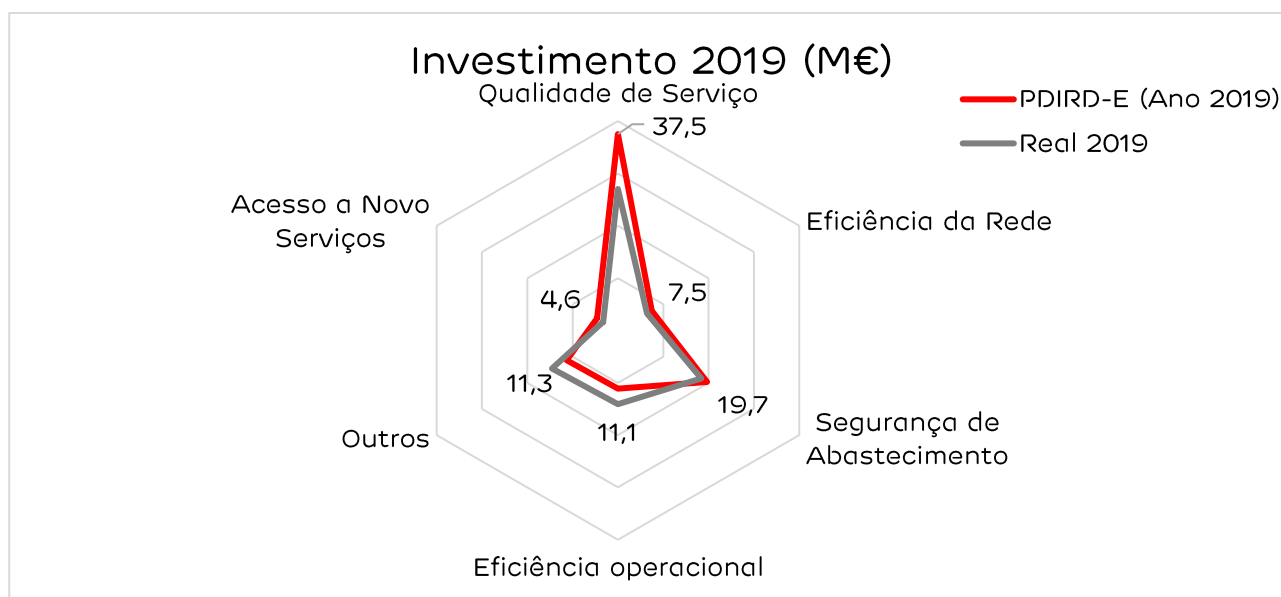


Figura 2.4: Investimento 2019 (M€)

### 3 Balanço por Vetor de Investimento

#### 3.1 Análise por Vetor

##### SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor de Segurança de Abastecimento apresenta valores de realização de investimento em cada um dos anos em linha com os valores propostos no PDIRD, exceto em 2018, ano em que entrou em exploração o sistema JUMP.

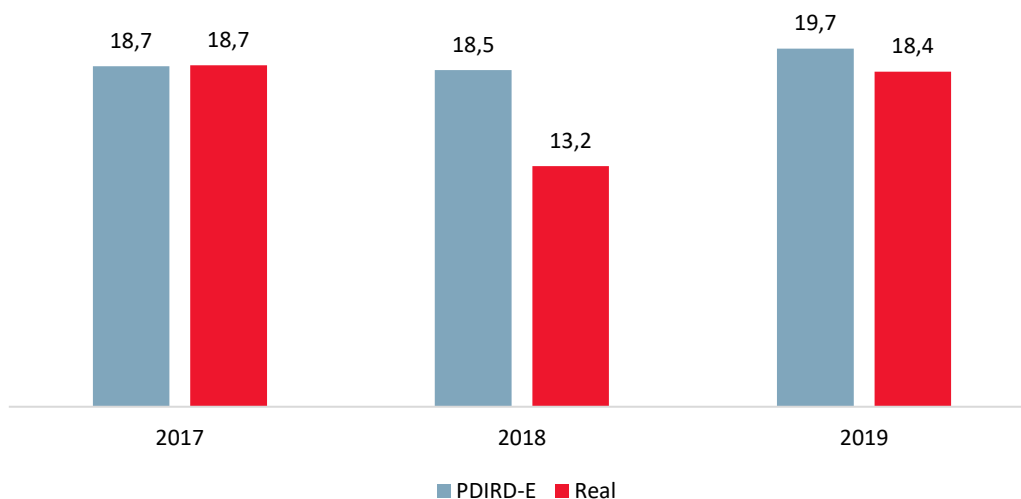
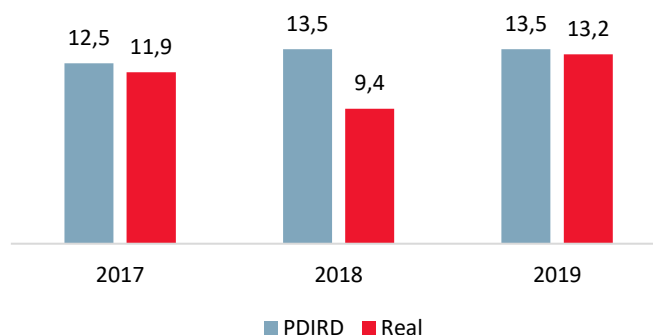


Figura 3.1: Vetor Segurança de Abastecimento (M€)

O Investimento Obrigatório é o programa que contribui com mais peso para este vetor. Apesar do impacto também sentido neste programa em 2018, em 2019 verifica-se já alinhamento com os



valores previstos.

Figura 3.2: Investimento Obrigatório (s/ contadores) (M€)

## QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O vetor de Qualidade de Serviço apresentou desvios significativos face ao plano nos anos de 2018 e 2019. Afetado quase exclusivamente por programas de investimento de iniciativa da empresa, o impacto da entrada em exploração do sistema JUMP, para além de ter afetado o ano de 2018, teve também impacto em 2019.

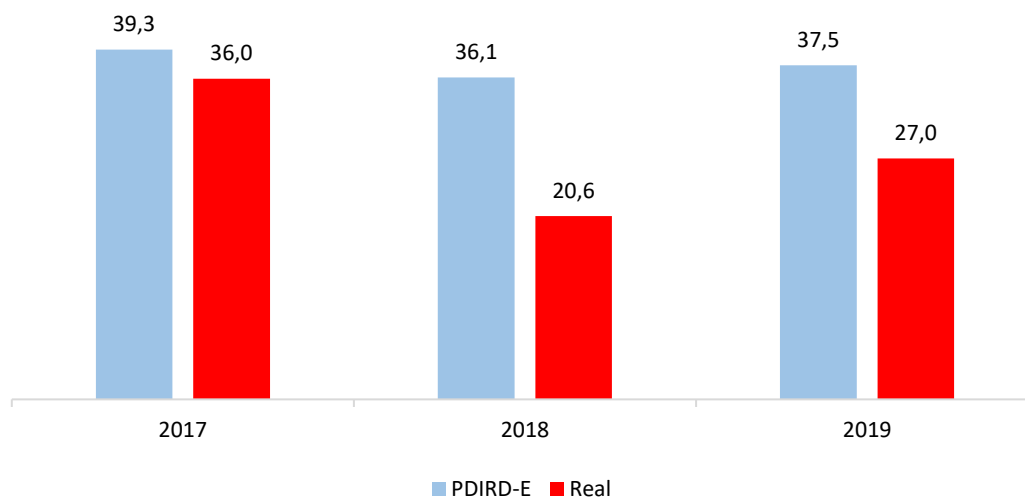


Figura 3.3: Qualidade de Serviço (M€)

Nos gráficos seguintes apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

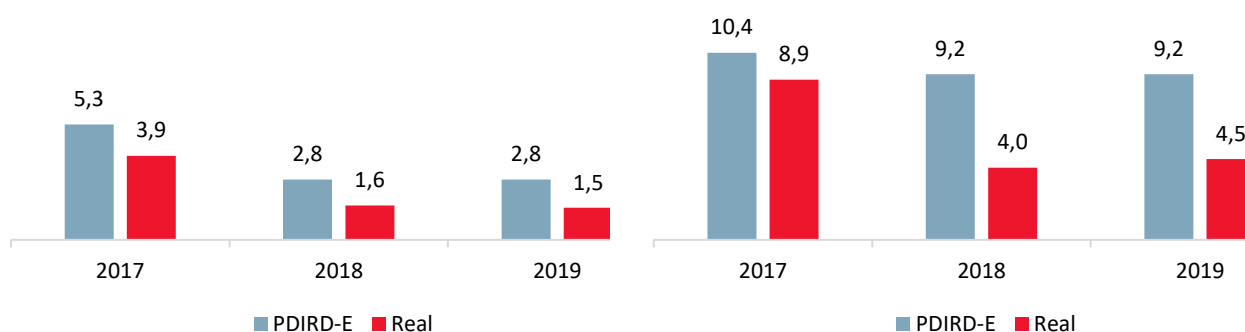


Figura 3.4: Desenvolvimento de Rede (M€)

Figura 3.5: MQST (M€)



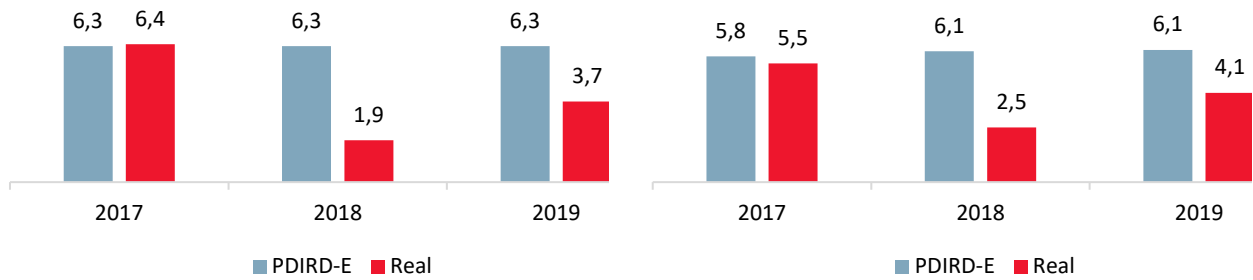


Figura 3.6: TCMT (M€)

Figura 3.7: Reab Ativos AT/MT (M€)

Apesar de o investimento neste vetor ter repercussão direta nos indicadores da qualidade de serviço técnica, o efeito não é imediato. A evolução do indicador global de continuidade de serviço SAIDI MT pode ser analisada no capítulo 3.1.1.2 do documento principal do PDIRD-E 2020, onde se verifica que a evolução recente deste indicador se tem situado dentro da banda de incerteza.

## EFICIÊNCIA DA REDE

O vetor eficiência de rede apresenta um desvio significativo no ano de 2018, uma vez mais reflexo da entrada em exploração do sistema JUMP.

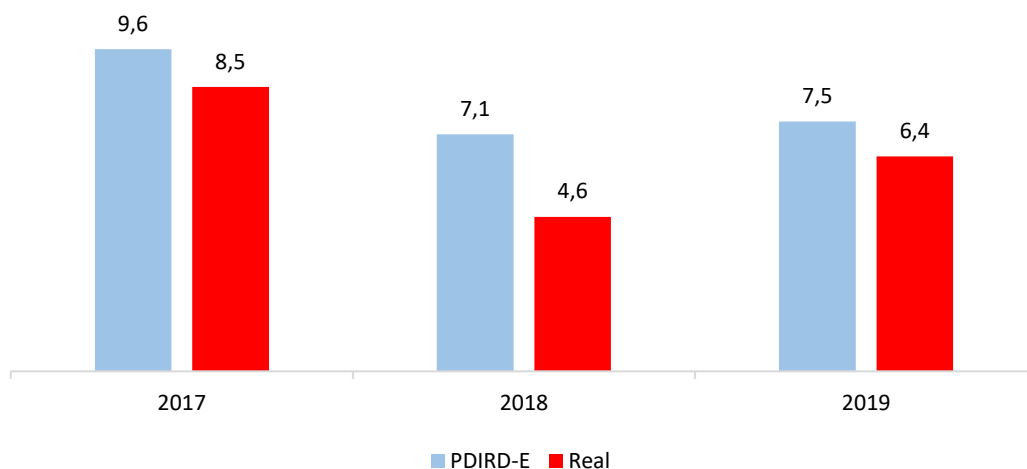


Figura 3.8: Eficiência da Rede (M€)

Este desvio regista-se em programas de investimento de iniciativa da empresa, cujo contributo para este vetor é significativo (Desenvolvimento de Rede, Reabilitação de Ativos AT/MT e Redução de Perdas AT/MT).

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição desses programas para o investimento no vetor Eficiência da Rede.

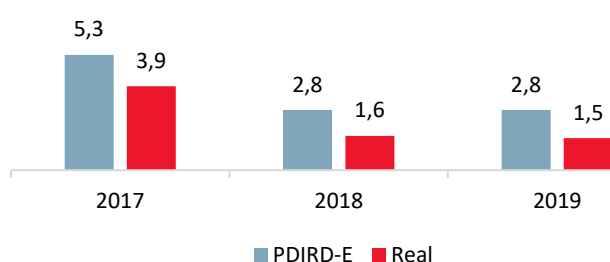


Figura 3.9: Desenvolvimento de Rede (M€)

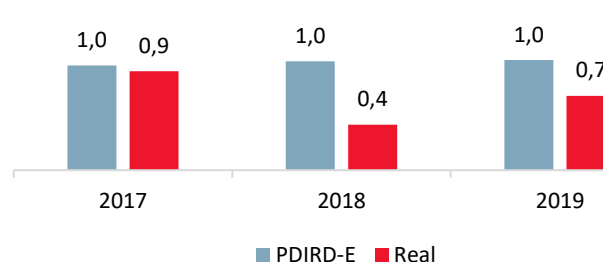


Figura 3.10: Reab Ativos AT/MT (M€)

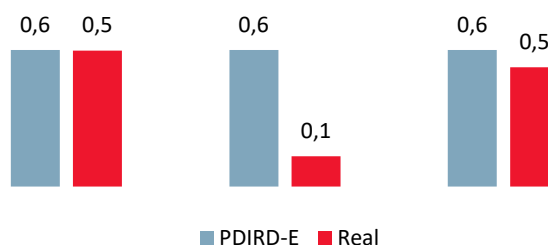


Figura 3.11: Redução Perdas AT/MT (M€)

## EFICIÊNCIA OPERACIONAL

O vetor Eficiência Operacional apresenta valores de investimento globalmente mais alinhados com o previsto no PDIRD-E. A elevada correlação deste vetor com o investimento Corrente Urgente, que em 2019 registou valores acima do previsto, motivados pela recuperação de redes afetadas por incêndios e intempéries, justifica a realização acima do previsto nesse ano.

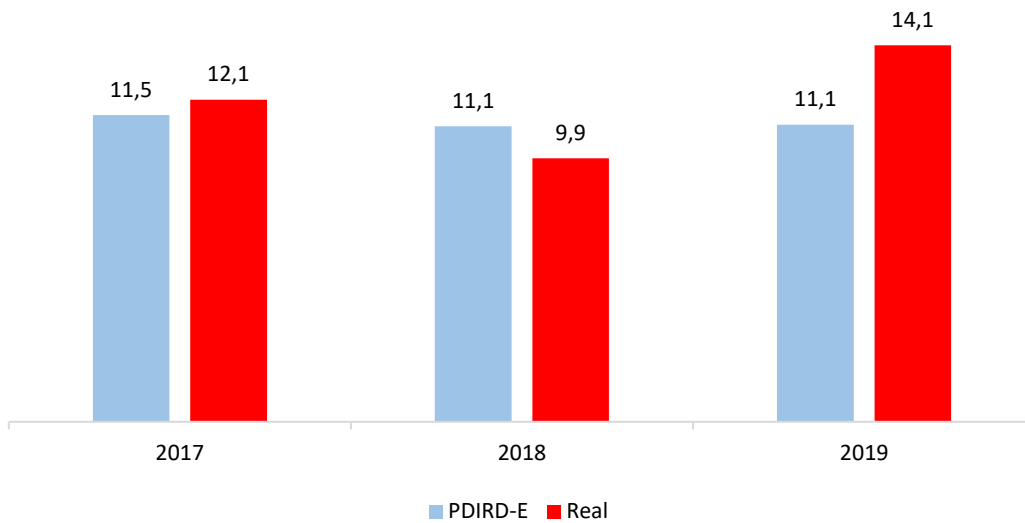


Figura 3.12: Eficiência Operacional (M€)

Nos gráficos em baixo apresenta-se a evolução da realização face ao previsto para os principais programas que compõe este vetor, com a afetação matricial aplicada:

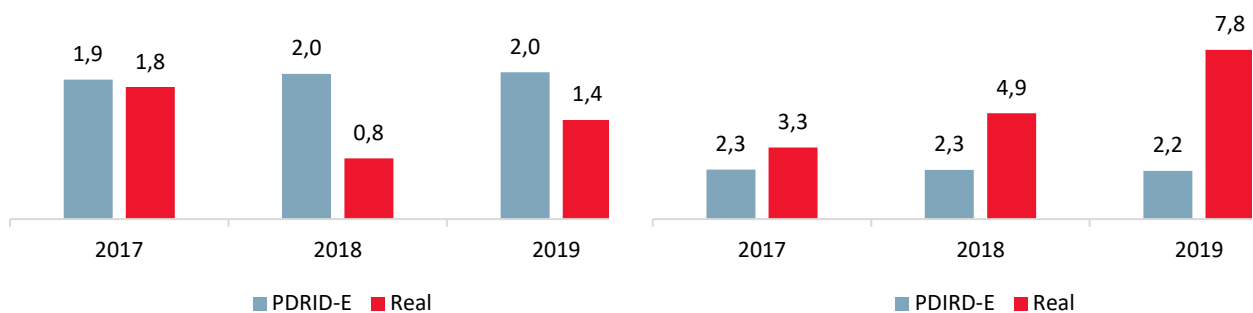


Figura 3.13: Reab Ativos AT/MT(M€)

Figura 3.14: Corrente urgente AT/MT(M€)

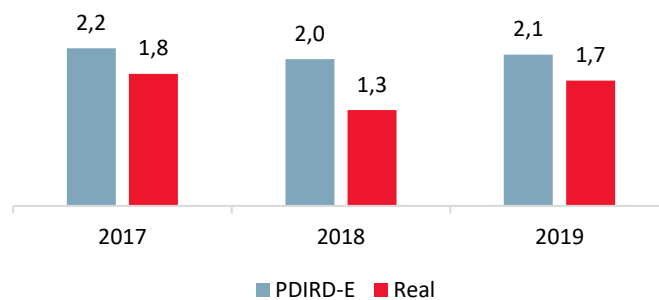


Figura 3.15 Automação de SE e SPCC AT/MT(M€)

## ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

O vetor Acesso a Novos Serviços apresenta maior desvio no ano de 2018.

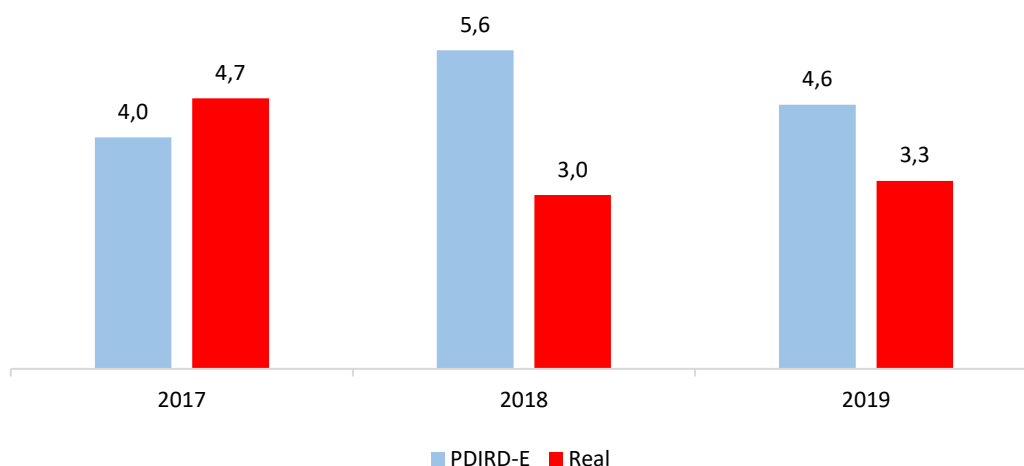


Figura 3.8: Acesso a Novos Serviços (M€)

O desvio no programa Inovgrid em 2018 está também relacionado com a entrada em exploração do sistema Jump. O atraso no arranque de alguns projetos com tecnologia inovadora no âmbito dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação impactou também o ano de 2019.

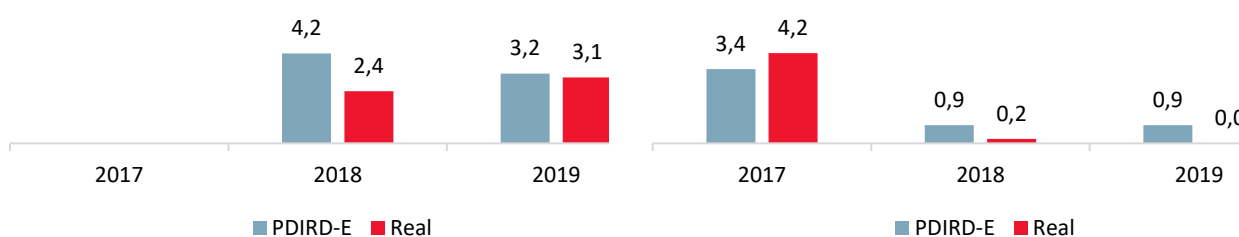


Figura 3.17: Inovgrid (M€)

Figura 3.18: Projetos Inovadores (M€)

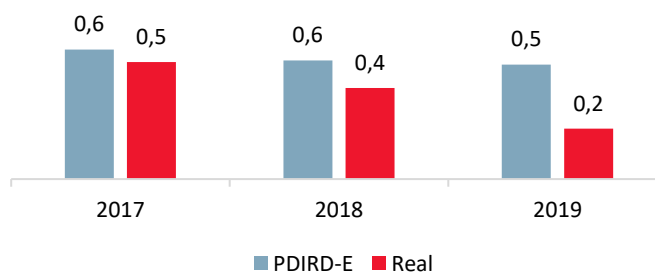


Figura 3.19: Sistemas Inteligentes e Supervisão (M€)

## OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, o Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

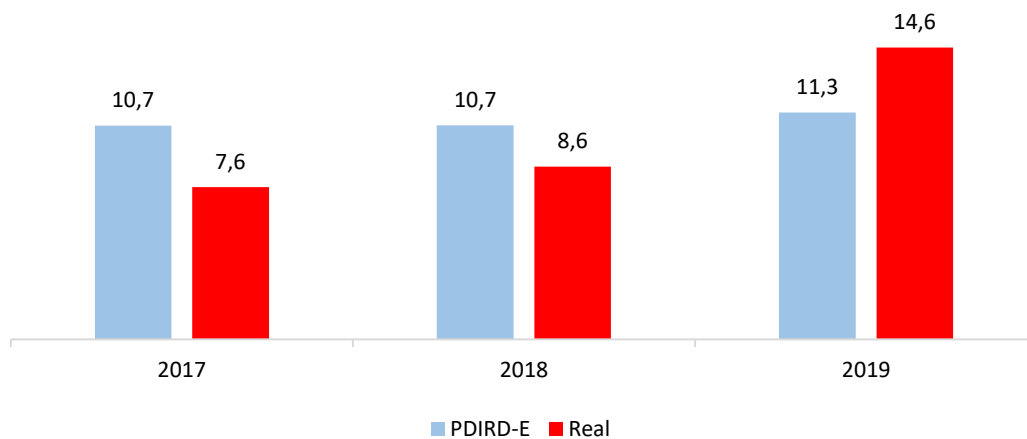


Figura 3.20: Outros Investimentos (M€)

Com a aprovação do PDIRD-E 2016 em junho de 2018, o arranque de alguns projetos da Promoção Ambiental – Integração Paisagística de Redes Aéreas e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas previstos para 2017, foi adiado.

Adicionalmente, os desvios existentes no Investimento Obrigatório (contagem de Alta e Média Tensão), contribuíram para a realização em baixa do ano de 2017 e também de 2018.

Ainda no âmbito deste programa, algumas realizações correspondentes ao ano de 2018 foram regularizadas apenas em 2019, o que justifica as variações nos respetivos anos.

Para este vetor, contribui com algum significado o programa de investimento Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, cujas realizações têm cumprido ou superado os valores previstos.

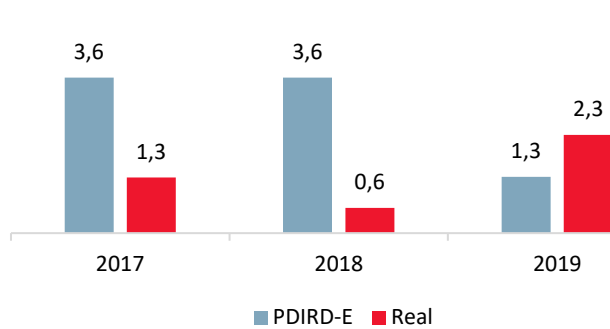


Figura 3.21: Obrigatório s/ contadores (M€)

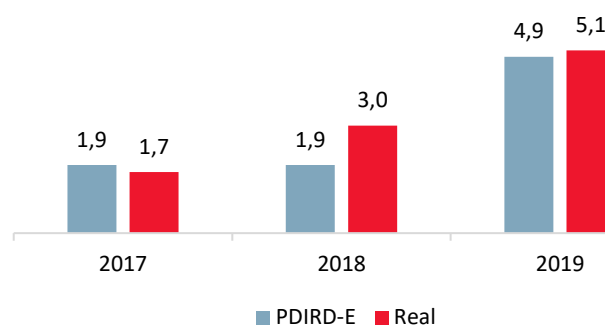


Figura 3.22: RSFGC (M€)

# **ANEXO K – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA**

Página em branco



## NOTA PRÉVIA

O presente relatório foi elaborado para o portfólio de projetos constantes do PDIRD-E 2020, na versão proposta em julho de 2020 e submetida a consulta pública. Na sequência do parecer da ERSE a este documento, na versão final do PDIRD-E 2020 foram retirados 3 projetos incluídos na versão de julho e para os quais foi realizada a avaliação ambiental prévia, não tendo sido adicionado nenhum outro projeto. O relatório em anexo não reflete estas alterações.

### Projetos retirados:

- Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja – com alteração de traçado, sem condicionantes
- Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B) – com alteração de traçado, só condicionante REN
- Nova SE 60/30kV Guimarães (Guimarães B) – com alteração de traçado, só condicionante REN

Página em branco



distribuição

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição  
Ciclo 2021-2025

**Relatório de Avaliação Ambiental Prévia**



# Índice

1.	<i>Introdução</i>	4
2.	<i>Antecedentes</i>	4
3.	<i>Justificação da não necessidade de AAE do PDIRD-E 2020</i>	6
4.	<i>Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD 2020</i>	9
4.1	<i>Metodologia</i>	9
4.2	<i>Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento</i>	11
4.3	<i>Projetos do PDIRD-E 2020</i>	13
4.4	<i>Propostas de melhoria da AAP</i>	14
5.	<i>Conclusões</i>	15

## 1. Introdução

O presente documento constitui o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia do PDIRD-E 2020, elaborado pela Associação para o Desenvolvimento do Instituto Superior Técnico (ADIST) por solicitação da EDP Distribuição. A avaliação ambiental prévia é elaborada sobre os resultados da avaliação do portfólio de projetos que integram o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2020, referente ao ciclo de investimento de 2021-2025.

O PDIRD-E é um plano de investimento da rede elétrica de distribuição em Alta e Média Tensão (AT e MT), revisto a cada dois anos. O PDIRD-E 2020 mantém a estratégia de investimento de ciclos anteriores e apresenta um portfólio de projetos, metade dos quais já constavam do portfólio do PDIRD-E 2018.

## 2. Antecedentes

Em 2018 foi conduzida uma avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E 2018, referente ao ciclo de investimento 2019-2023. Nessa AAE a estratégia de investimento prosseguida correspondia no essencial à estratégia já constante do PDIRD-E 2017-2021, que ainda não estava em execução. Por estratégia do PDIRD-E entende-se a coerência dos objetivos do plano, dos eixos estratégicos e das opções estratégicas de desenvolvimento e prossecução dos investimentos. Ou seja, considerou-se que uma alteração de prioridades de investimento não é necessariamente sempre consequência de uma alteração de estratégia de investimento, uma vez que se pode ficar a dever tão somente a alterações de procura ou de financiamento.

Verificou-se ainda que o portfólio de projetos que integrou o PDIRD-E 2018 incluía projetos correspondentes a ciclos de investimento anteriores (PDIRD-E 2017-2021 e também PDIRD-E 2015-2019) que ainda não tinham sido implementados, e que se mantiveram no portfólio, justamente porque prosseguiram estratégias já anteriormente estabelecidas.

Decorrente de pareceres emitidos sobre a proposta de PDIRD-E 2017-2021, incluindo parecer da ERSE, parecer do Operador da Rede de Transporte (REN) e da Consulta Pública, em particular da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), e perante a natureza contínua do PDIRD-E (continuidade de estratégia e de projetos em carteira), surgiu a dúvida sobre a necessidade de sujeitar os PDIRD-E, em cada ciclo de planeamento, isto é, a cada dois anos, a um procedimento de avaliação ambiental nos termos da legislação em vigor. Com efeito, o PDIRD-E destina-se a reanalisar prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica em função de alterações de contexto, seja em termos de financiamento seja por outras razões que afetam as prioridades de investimento. Estas prioridades podem-se revelar estratégicas (com alteração de objetivos e opções estratégicas) ou operacionais (ajustamento na carteira de projetos a investir, mantendo-se inalterada a estratégia de investimento).

Acresce que alguns dos projetos previstos no âmbito do PDIRD-E poderão estar sujeitos ao regime de Avaliação do Impacte Ambiental (AIA), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, com a redação atual, ou, quando localizados em Rede Natura 2000, à Avaliação de Incidências Ambientais (AlncA), prevista no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, com a redação atual. Refira-se que nenhum dos projetos inseridos em anteriores PDIRD-E foram considerados pelas entidades competentes como sujeitos a estes procedimentos de avaliação.

Assim, tendo em conta as circunstâncias descritas nos parágrafos anteriores, a AAE do PDIRD-E 2018 conduziu uma avaliação ambiental com duas componentes:

- Uma componente estratégica, correspondente a uma avaliação ambiental estratégica realizada de acordo com a metodologia do Guia de AAE publicado pela Agência Portuguesa de Ambiente em 2012<sup>1</sup>.
- Uma componente operacional, correspondente a uma avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento.

Concluiu-se na AAE do PDIRD-E 2018 que a avaliação ambiental, componente estratégica, deverá permanecer válida até que ocorra uma alteração de estratégia de investimento. E que a avaliação ambiental, componente

---

<sup>1</sup> Partidário, M.R. (2012). "Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE", Lisboa. Agência Portuguesa do Ambiente / Redes Energéticas Nacionais.

operacional, deverá ser revista a cada ciclo de investimento, em função da alteração da carteira de projetos.

Para concretizar a avaliação ambiental, componente operacional, que se passou a designar por avaliação ambiental prévia, aplicou-se um mecanismo para avaliação ambiental de projetos de investimento desenvolvido a partir de mecanismos de avaliação ambiental já existentes na EDP Distribuição. Esta prática é, aliás, coerente com o previsto no n.º 2, art.º 6.º da legislação em vigor sobre avaliação ambiental de planos e programas (ver caixa), em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

N.º 2 art.º 6.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio

O relatório ambiental inclui as informações que sejam razoavelmente consideradas como necessárias para a realização da avaliação ambiental, tendo em conta os conhecimentos e métodos de avaliação disponíveis, o conteúdo e o nível de pormenor do plano ou do programa, a sua posição no procedimento de tomada de decisões e a medida em que determinadas questões sejam mais adequadamente avaliadas a níveis diferentes da hierarquia ou sistema em que o plano ou programa eventualmente se integre, por forma a evitar a duplicação da avaliação.

Este procedimento recebeu o acordo das entidades públicas com responsabilidade ambiental, no âmbito do procedimento de consulta pública da AAE do PDIRD-E 2018, designadamente da Agência Portuguesa do Ambiente, cujo parecer se anexa a este relatório.

### **3. Justificação da não necessidade de AAE do PDIRD-E 2020**

A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) deve ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e com a dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E,



revisto a cada dois anos, e ser aplicada apenas quando exista justificação estratégica.

No relatório ambiental elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada “acompanhará os futuros ciclos de planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2018, com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E” (pg. 9 da versão final do relatório).

A AAE do PDIRD-E 2018 foi metodologicamente desenvolvida com uma natureza contínua para assegurar a coerência com a ciclicidade do PDIRD-E e por forma a dar cumprimento aos requisitos para avaliação ambiental de planos e programas nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, com a redação atual.

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de investimento da EDP Distribuição, no período de 2021-2025, mas não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores. Isto é, mantêm-se os objetivos estratégicos do plano (p. 11 – 13 da versão final do relatório ambiental do PDIRD\_E 2018) bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) então avaliadas e que se reproduzem no Quadro 1.

A única diferença reside na consideração do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, que acresce ao Quadro de Referência Estratégico. A diferença introduzida é pequena – significa que na OE5 , relativamente à segurança do abastecimento, se deve considerar não apenas a evolução da procura mas também a evolução da produção. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro problema nem no quadro de avaliação, e respetiva identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

**Quadro 1 – Opções Estratégicas do PDIRD-E 2019-2023 que se mantêm em 2021-2025**

<b>Opção Estratégica</b>	<b>Descrição</b>
<b>OE 1</b>	<b>Melhorar a QST nas zonas pior servidas</b> e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma <b>ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas</b>
<b>OE 2</b>	<b>Aumentar a resiliência</b> às alterações climáticas <b>das linhas aéreas existentes e novas</b> através de:

Opção Estratégica	Descrição
	<p>a. <b>Substituição das linhas aéreas existentes em fim de vida útil por cabos subterrâneos</b> em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores e a zonas onde a rede esteja exposta a risco de incêndio muito elevado;</p> <p>b. <b>Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal</b> através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas;</p> <p>c. <b>Atender</b>, na fase da conceção e projeto <b>das novas linhas aéreas</b> aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.</p>
OE 3	Reforçar a <b>automação</b> da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de <b>suporte a redes inteligentes em todo o território</b> (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	<b>Renovar, substituir ou reabilitar ativos</b> AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes prioritários <sup>2</sup> , segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco <sup>3</sup>
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a <b>segurança de abastecimento</b> , atendendo à <b>evolução da produção e da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo</b> e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar <b>projetos de investimentos</b> orientados para a <b>redução de perdas técnicas</b>

Face ao exposto, apresenta-se no capítulo seguinte a avaliação ambiental da componente operacional, designada como avaliação ambiental prévia, do portfolio de projetos constantes do PDIRD\_E 2020.

---

<sup>2</sup> Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento n.º 3/2017 da ERSE).

<sup>3</sup> A matriz de risco da EDP Distribuição foca-se em 5 vetores: Segurança de pessoas; Ambiente; Sociedade (n.º de clientes afetados, clientes prioritários segundo o Regulamento de Qualidade de Serviço); Desempenho (interrupções na rede); Financeiro.

## 4. Avaliação Ambiental Prévia do portfolio de projetos do PDIRD 2020

### 4.1 Metodologia

A metodologia adotada pela EDP Distribuição para a Avaliação Ambiental Prévia (AAP) de projetos baseia-se no pressuposto de que os projetos suscetíveis de poderem ter impactes ambientais negativos significativos se limitam aos incluídos nas seguintes tipologias de infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição:

- Subestações;
- Linhas elétricas aéreas, de alta tensão (AT), a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, a 15 kV e a 10 kV;
- Linhas subterrâneas (cabos), nos mesmos níveis de tensão.

O procedimento interno de AAP inicia-se, na fase de planeamento, com o preenchimento de uma ficha para todos os projetos. O conteúdo desta ficha de AAP divide-se em três fases:

- Fase A: Verificação de critérios relacionados com as características dos projetos;
- Fase B: Verificação de critérios relacionados com a localização dos projetos;
- Fase C: Conclusões, incidindo sobre a necessidade de consulta às entidades competentes.

No Quadro 2 indicam-se os critérios relacionados com as características dos projetos que são objeto de verificação na Fase A. A verificação destes critérios permite concluir se o projeto tem ou não características que justifiquem um procedimento de avaliação ambiental mais aprofundado.

**Quadro 2 - Critérios da Fase A relacionados com as características dos projetos.**

A1	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas aéreas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A2	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas subterrâneas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A3	O projeto consiste em alterações ou modificações numa <b>subestação existente</b> , sem alterações no seu perímetro.

Para os projetos que passam à Fase B, ou seja, para os projetos que não se encontram nas condições descritas nos critérios da Fase A, são verificados os critérios de localização constantes do Quadro 3.

**Quadro 1 - Critérios da Fase B relacionados com a localização dos projetos.**

B1	O projeto localiza-se em Zonas de Proteção Especial (ZPE) (Rede Natura 2000).
B2	O projeto localiza-se em Sítios de Importância Comunitária (SIC) ou Zonas Especiais de Conservação (ZEC)* (Rede Natura 2000).
B3	O projeto localiza-se em áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas
B4	O projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação
B5	O projeto localiza-se em áreas consideradas como Geomonumentos
B6	O projeto localiza-se em Reserva Ecológica Nacional (REN)
B7	O projeto localiza-se em Reserva Agrícola Nacional (RAN)

\* O Decreto Regulamentar n.º 1/2020, de 16 de março, classificou os SIC do território nacional como ZEC.

A verificação dos critérios da Fase B baseia-se na sobreposição, em Sistema de Informação Geográfica, dos projetos e da cartografia dos vários tipos de áreas referidas no Quadro 3. A EDP Distribuição dispõe da informação disponível ao público pelas entidades responsáveis pela informação cartográfica oficial, referida nesse quadro.

Com base nos resultados da verificação dos critérios das Fases A e B são elaboradas conclusões que podem revestir as seguintes formas:

- Não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Devem analisar-se, na fase de projeto, soluções que evitem ou minimizem a travessia ou ocupação das áreas referidas no Quadro 3;
- Devem ser contactadas, na fase de projeto, as entidades competentes pela gestão das áreas referidas no Quadro 3.

Este procedimento interno de AAP foi desenhado de modo a poder ser aplicado por técnicos da área do planeamento de rede.

Decorrente da AAP, os projetos identificados nos critérios B referidos no Quadro 3, são alvo de uma consulta prévia às entidades cujo parecer é incorporado na elaboração dos respetivos projetos de execução. Todos os projetos de execução da EDP Distribuição, nos quais estes estão incluídos, são sujeitos no âmbito do processo de licenciamento ao abrigo do Decreto-Lei n.º 26852, de 30 de julho, e cujo resultado de aprovação é o suporte para a execução da respetiva obra no terreno.

## 4.2 Seguimento da Avaliação Ambiental Prévia do ciclo anterior de planeamento

No Relatório Ambiental referente ao PDIRD-E 2018 é referido que a AAP foi aplicada a 86 projetos, com os seguintes resultados:

- 59 projetos (68,6%) encontravam-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (ver Quadro 2), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Dos restantes 27 projetos (31,4%), 11 (12,8% do total) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 3, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- Os restantes 16 projetos (18,6% do total) localizam-se nas seguintes áreas:
  - SIC e REN: 1 projeto;
  - REN: 14 projetos;
  - RAN: 1 projeto.

No Quadro 4 apresenta-se o ponto de situação destes 16 projetos.

**Quadro 4 – Ponto de situação dos projetos do PDIRD-E 2019-2023 abrangidos pelos critérios da Fase B**

N.º da ficha PDIRD-E 2019-2023	Designação do Projeto	Critério da Fase B	Ponto de situação
25	Linha AT Turiz-Amares	REN	Projeto a retirar do PDIRD-E
35	Nova Subestação AT/MT em Benavente	REN	Contactadas entidades: Parecer favorável
106	Reforço da Rede 15 kV da SE de Pegões	REN	Projeto alterado.
40	Nova SE AT/MT Conceição	REN	Contactadas entidades: Pareceres favoráveis para 2 obras; pedidos de informação adicional para as restantes.
31	Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	REN	Fase inicial de projeto

N.º da ficha PDIRD-E 2019-2023	Designação do Projeto	Critério da Fase B	Ponto de situação
24	Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 1)	REN	Contactadas entidades, pareceres favoráveis
22	Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão	REN	Fase inicial de projeto
104	Nova saída MA da SE de Candosa	REN	Fase inicial de projeto
103	Reforço da Rede MT da SE de Tondela	REN	Obras sem constrangimentos iniciadas; restantes em fase inicial de projeto
21	Alimentação AT da SE Amarante	REN	Projeto não iniciado
28	Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses	REN	Projeto não iniciado
33	Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo	REN	Fase inicial de projeto
36	Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça	RAN	Projeto não iniciado
41	novo injetor SE REN Divor	SIC (atual ZEC) + REN	Fase inicial de projeto
102	Nova saída SE Felgueiras	REN	Fase inicial de projeto
110	Nova SE 60/30 kV em Grândola	REN	Fase inicial de projeto

O Relatório Ambiental do PDIRD-E 2018 apresentava as seguintes orientações para a melhoria da AAP:

- i. Implementação da AAP;
- ii. Atualização da informação geográfica de suporte dos critérios referidos no Quadro 3;
- iii. Formação dos técnicos que aplicam a AAP relativamente aos aspetos ambientais envolvidos, contribuindo para evitar ou minimizar potenciais impactes ambientais negativos.

Relativamente à primeira orientação, verifica-se que o preenchimento das fichas de AAP foi efetuado de forma sistemática no âmbito do presente PDIRD-E.

No Quadro 5 apresenta-se a informação relativa à situação da atualização da informação geográfica de suporte à aplicação da AAP.

**Quadro 5 – Situação da atualização da informação geográfica de aplicação da AAP.**

Critério		Entidade	Data da última atualização da informação geográfica
B1	ZPE (Rede Natura 2000)	ICNF	01-01-2016
B2	SIC/ZEC (Rede Natura 2000)	ICNF	18-02-2019
B3	Rede Nacional de Áreas Protegidas	ICNF	25-09-2017

Critério		Entidade	Data da última atualização da informação geográfica
B4	Bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação	DGPC	27-09-2005
B5	Geomonumentos	ICNF / LNEG / Progeo	15-04-2016
B6	REN	CCDRs	18-03-2014
B7	RAN	DGADR	18-03-2014

Verifica-se, assim, que se mantém a desatualização da informação geográfica em que se baseia a AAP.

No âmbito de certificação ambiental, a EDP Distribuição promoveu em 2018 uma ação de formação geral, que abrangeu todo o universo de 3655 colaboradores da empresa. Estas ações foram maioritariamente realizadas recorrendo à forma *e-learning*, tiveram a duração de 50 minutos e foram preparadas pela Universidade EDP, entidade formadora certificada. Em 2019 foram realizadas outras ações de formação sobre ambiente, que abrangeram 353 colaboradores. Para a realização da AAP dos projetos de investimento na rede de distribuição descritos na proposta de PDIRD-E 2020 foi realizada formação *on the job* a 11 técnicos de planeamento de redes, que elaboraram as respetivas fichas individuais de cada projeto. No futuro próximo, a EDP Distribuição pretende elaborar o manual de procedimentos da AAP, definindo o fluxograma das ações e a matriz de responsabilidades, adaptados à nova estrutura organizativa da EDP Distribuição.

### 4.3 Projetos do PDIRD-E 2020

O PDIRD-E 2020 é constituído por uma carteira de 137 projetos.

O procedimento de AAP foi aplicado a estes 137 projetos, tendo-se verificado o seguinte:

- 86 projetos (63%) encontram-se nas condições previstas nos critérios da Fase A (ver Quadro 2), pelo que não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;
- 10 projetos (7% do total) não se localizam em quaisquer das áreas indicadas no Quadro 3, pelo que também não se justificam procedimentos adicionais de avaliação ambiental ou de licenciamentos ambientais;

- Os restantes 41 projetos (30% do total) localizam-se numa ou mais das seguintes áreas: ZPE, SIC/ZEC, Área Protegida, RAN, REN. No Quadro 6 apresenta-se a distribuição destes projetos por fase de desenvolvimento e por tipo de área.

**Quadro 6 – Projetos localizados nas seguintes áreas: ZPE, SIC/ZEC, Área Protegida, RAN, REN.**

Situação dos projetos:	Não iniciado	Iniciado, pareceres solicitados às entidades	Iniciado, pareceres ainda não solicitados	TOTAL
ZPE+Área protegida+REN	1	0	0	1
ZPE+SIC/ZEC+REN	1	0	0	1
SIC/ZEC+Área protegida+REN+RAN	1	0	0	1
SIC/ZEC+REN+RAN	1	0	0	1
SIC/ZEC+REN	1	0	1	2
Área protegida+REN	1	0	0	1
REN+RAN	9	1	0	10
REN	15	0	8	23
RAN	1	0	0	1
Total	31	1	9	41

Relativamente aos projetos já iniciados é importante referir que apenas os projetos com um valor de investimento superior a 500 mil euros são descritos individualmente no PDIRD-E. Há situações de projetos já iniciados e não descritos no PDIRD-E por terem um valor de investimento inferior e que, devido a alterações, o valor orçamentado ultrapassou o limiar dos 500 mil euros pelo que passaram a ser descritos individualmente.

Deste conjunto de 41 projetos, os únicos que poderão vir a ser objeto de avaliação ambiental, caso o ICNF assim o entenda, são os localizados em Rede Natura 2000.

#### 4.4 Propostas de melhoria da AAP

A realização das seguintes ações permitirá melhorar a AAP e os seus objetivos de assegurar a consideração dos principais aspetos ambientais no planeamento e no projeto de novos investimentos da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade:

- Atualização regular da informação de suporte referida no Quadro 5, que se encontra muito desatualizada;



- Prosseguimento da formação dos técnicos que aplicam a AAP e dos que desenvolvem os projetos no sentido de serem considerados os principais aspetos ambientais nestas fases;
- Realização de auditorias a um conjunto representativo de projetos com potenciais impactes negativos, centradas na forma como os projetos procuraram evitar as áreas de maior sensibilidade ambiental.

## 5. Conclusões

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de investimento da EDP Distribuição, no período de 2021-2025, mas não apresenta alterações de estratégia relativamente aos dois ciclos anteriores, mantendo-se os objetivos bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) já avaliadas em ciclos anteriores.

No PDIRD-E 2020 acresce o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 ao Quadro de Referência Estratégico, representando apenas a necessidade de, relativamente à segurança do abastecimento, considerar a evolução da procura e também da produção na OE5. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro de avaliação, incluindo identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

Assim na avaliação do PDIRD-E 2020 prevalece a aplicação da AAP.

A aplicação da AAP à carteira de projetos do PDIRD-E tem permitido identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias.

São sugeridas ações de melhoria da AAP relacionadas com a atualização da informação de base, a formação dos técnicos envolvidos no planeamento e no projeto e a realização de auditorias a uma amostra de projetos.

O envolvimento e a interação das partes interessadas, incluindo naturalmente neste âmbito as entidades com responsabilidades ambientais específicas (APA, CCDR, ICNF, DGPC, entre outras), deve constituir um meio privilegiado de melhorar a fiabilidade e a eficácia da Avaliação Ambiental Prévia.

Página em branco