

# **Relatório de Qualidade de Serviço 2022**

# Índice

1. Introdução.....	6
2. Caracterização da Rede de Distribuição .....	10
2.1. Ativos de rede .....	10
2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais .....	11
3. Qualidade de Serviço Técnico .....	14
3.1. Continuidade de Serviço da rede AT .....	15
3.1.1. Caracterização das interrupções.....	15
3.1.2. Evolução dos indicadores gerais para as instalações de consumo .....	16
3.1.3. Incidentes mais significativos .....	19
3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção .....	19
3.2. Continuidade de Serviço da rede MT.....	21
3.2.1. Caracterização das interrupções.....	21
3.2.2. Evolução dos indicadores gerais para instalações de consumo.....	23
3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais .....	27
3.2.4. Incidentes mais significativos .....	27
3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção .....	28
3.3. Continuidade de Serviço da rede BT .....	30
3.3.1. Caracterização das interrupções.....	30
3.3.2. Evolução dos indicadores gerais.....	30
3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais .....	32
3.4. Qualidade de Energia Elétrica .....	33
3.4.1. Plano de monitorização da QEE .....	34
3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT .....	36
3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão.....	37
3.4.2.2. Eventos de tensão.....	38
3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição .....	40
3.4.4. Ações de melhoria da QEE .....	41

3.4.4.1. Subestações AT/MT .....	42
3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição .....	42
3.5. Principais conclusões .....	42
4. Qualidade de Serviço Comercial.....	46
4.1. Meios de atendimento .....	48
4.1.1. Atendimento presencial.....	48
4.1.2. Atendimento telefónico.....	49
4.2. Pedidos de informação e reclamações.....	52
4.2.1. Pedidos de informação .....	52
4.2.2. Reclamações .....	54
4.3. Serviços .....	56
4.3.1. Ligações às redes.....	56
4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento .....	56
4.3.3. Visita combinada.....	58
4.3.4. Assistência técnica.....	59
4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN .....	59
4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente .....	60
5. Eventos Excepcionais.....	64
5.1. Temporal Região Sul.....	64
5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço .....	64
5.1.2. Impacto na QEE.....	65
5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial.....	66
5.2. Depressão <i>Efrain</i> .....	66
5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço .....	67
5.2.2. Impacto na QEE.....	67
5.2.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial.....	68
5.3. Outros eventos excepcionais.....	69
6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço .....	72

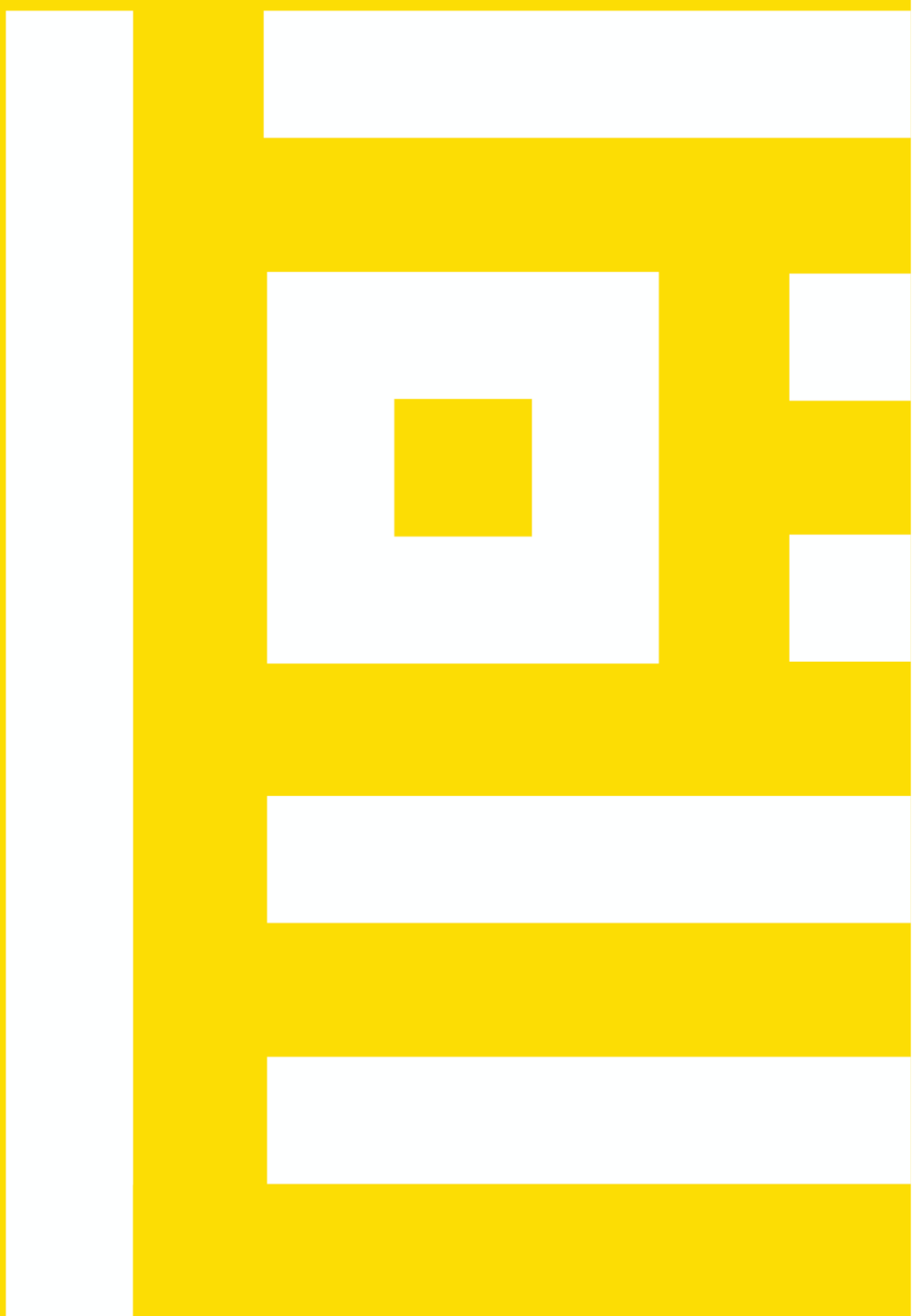
6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica .....	72
6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial .....	73
7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários .....	76
7.1. Clientes com necessidades especiais .....	76
7.2. Clientes prioritários.....	77
8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço.....	80
8.1. Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico .....	80
8.1.1. Inovação e operação do sistema.....	80
8.1.1.1. Conectividade, Automação, <i>IoT</i> e <i>Cibersegurança</i> .....	83
8.1.1.2. Transformação Digital.....	83
8.1.2. Exploração dos ativos .....	84
8.1.3. Comunicação com outros operadores de rede.....	87
8.1.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos” .....	88
8.1.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente .....	88
8.1.4.2. Selo de Qualidade e+ .....	88
8.1.5. Redes inteligentes .....	89
8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial.....	90
9. Anexos.....	95

Anexo 1 – Caracterização das Regiões NUTS II e NUTS III

Anexo 2 – Definições e Siglas

---

# 01 | Introdução.



## 1. Introdução

O presente relatório mostra a análise, para o ano de 2022, da qualidade do serviço prestado pela E-REDES, em termos da continuidade de serviço e da qualidade de energia elétrica das redes de distribuição, bem como da qualidade do serviço de âmbito comercial. O ano 2022 constitui o primeiro ano de aplicação completa do Regulamento n.º 406/2021 – Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS), publicado em Diário da República a 12 de maio de 2021.

O presente Relatório da Qualidade de Serviço, cujo conteúdo se encontra definido no artigo 109.º do RQS, inclui informação sobre as seguintes matérias:

- Caracterização da rede de distribuição;
- Qualidade de serviço técnico (continuidade de serviço e qualidade de energia elétrica);
- Qualidade de serviço comercial;
- Eventos excecionais;
- Compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço;
- Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários;
- Ações relevantes para a melhoria da qualidade de serviço.

### **Continuidade de Serviço**

Tendo em conta o RQS, a E-REDES apura vários indicadores que caracterizam a continuidade do serviço da rede de distribuição nos diferentes níveis de tensão.

Globalmente, os resultados apurados para o ano de 2022 seguem a tendência dos anos anteriores, com uma ligeira melhoria, relativamente a 2021, ao nível do *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* de Baixa Tensão (BT), que traduz a duração média de interrupção por cliente BT, e o *Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)* de Média Tensão (MT), com este último indicador a atingir o melhor resultado de sempre. Complementarmente, verifica-se uma ligeira subida dos indicadores de continuidade de serviço MT, em resultado do impacto de vários eventos extremos, que conduziram a Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em Média Tensão (TIEPI MT) e *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* MT de 52 minutos e 67 minutos, respetivamente.

Estes resultados estão em linha com o compromisso da E-REDES para com os seus clientes, no âmbito da atividade de prestação de um serviço público essencial. Por

outro lado, vêm reforçar a importância do investimento na resiliência e modernização da rede elétrica de distribuição, dado constituir a plataforma de suporte aos desígnios da transição energética, com incorporação crescente de fontes renováveis intermitentes, a par da tendência de reforço da eletrificação dos setores da indústria, residencial e transportes.

### **Qualidade de Energia Elétrica**

A E-REDES verifica a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) na rede de distribuição através da monitorização de um conjunto de pontos da rede de distribuição selecionados no âmbito da execução do Plano Bianual de Monitorização. A seleção dos pontos tem em consideração, nomeadamente, uma distribuição geográfica equilibrada, bem como a identificação de clientes mais suscetíveis a variações das características de tensão.

### **Qualidade de Serviço Comercial**

No presente relatório é analisado o desempenho da E-REDES através dos resultados obtidos para os indicadores estabelecidos no RQS – indicadores gerais e individuais. Os indicadores gerais visam avaliar o desempenho global dos operadores relativamente a determinado aspeto de relacionamento comercial, enquanto os indicadores individuais correspondem ao desempenho dos operadores perante cada utilizador individualmente considerado.

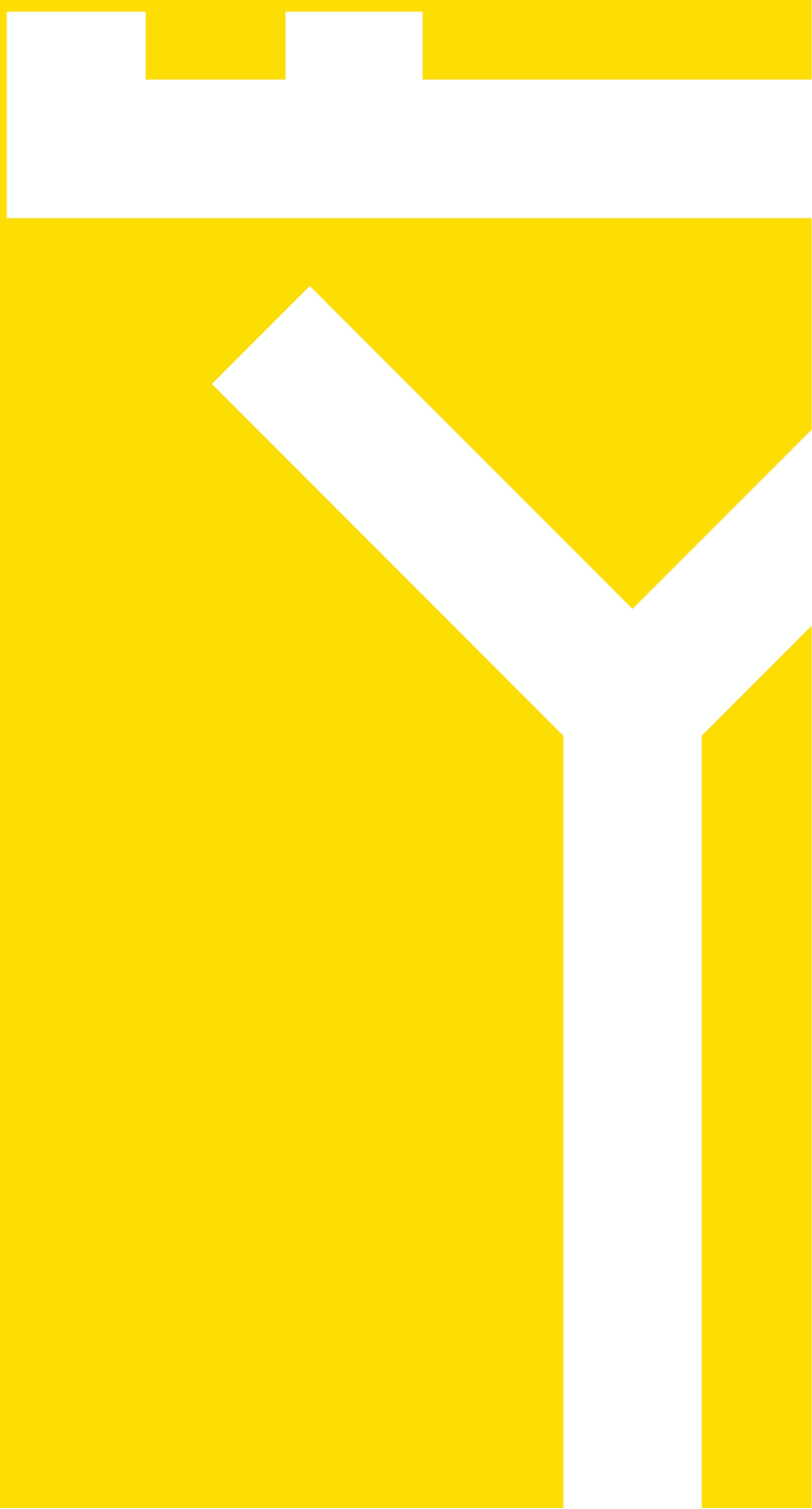
É ainda de destacar a implementação, durante o ano de 2022, de diversos projetos com o objetivo de aumentar a eficiência operacional, a qualidade de serviço e a experiência do Cliente e focados, entre outros, na digitalização dos processos e no aumento da transparência dos serviços da E-REDES.





---

## 02 | Caracterização da Rede de Distribuição.



## 2. Caracterização da Rede de Distribuição

### 2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2022, as instalações e os equipamentos em serviço na rede operada pela E-REDES eram os indicados na Tabela 2.1.

	2021	2022
<b>Subestações</b>		
Nº de subestações	434	435
Nº de transformadores	774	781
Potência instalada (MVA)	18 455	18663
<b>Linhas (incluindo ramais, em km)</b>	<b>83 987</b>	<b>84329</b>
Aéreas	<b>68 449</b>	<b>68641</b>
AT (60/132 kV)	9 045	9072
MT (6/10/15/30 kV)	59 404	59569
Cabos subterrâneos	<b>15 538</b>	<b>15697</b>
AT (60/132 kV)	562	565
MT (6/10/15/30 kV)	14 976	15132
<b>Postos de Transformação de Distribuição</b>		
Unidades	69 944	70588
Potência instalada (MVA)	21 108	21369
<b>Redes BT (km)</b>	<b>146 689</b>	<b>147751</b>
Aéreas	112 502	113266
Subterrâneas	34 187	34485

Tabela 2.1 - Ativos de rede da E-REDES a 31 de dezembro de 2022

**Nota:** os dados apresentados incluem a rede em situação de reserva. O número de subestações indicado para 2022 inclui 28 subestações MT/MT, 1 subestação MAT/AT/MT e 11 subestações móveis de recurso.

No final do ano de 2022 a potência instalada nas 435 subestações existentes era de 18 663 MVA. Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD) totalizavam 70588 no final do ano, com uma potência instalada de 21 369 MVA, correspondendo a um aumento de cerca de 0,7 % face ao ano anterior.

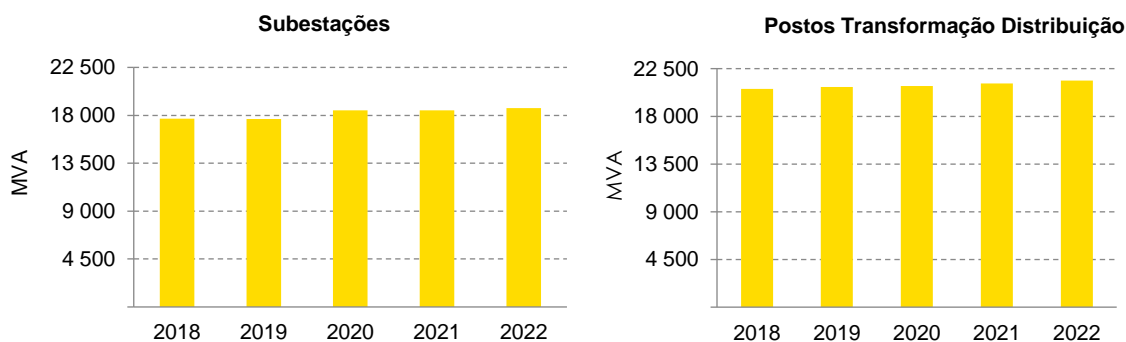


Gráfico 2.1 – Potência instalada em subestações e PTD.

A rede AT tinha, no final de 2022, uma extensão de 9 637 km, sendo 9 072 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT, estavam em exploração, respetivamente, 74 701 km e 147 751 km, sendo que o peso da rede aérea no total da rede MT era de 80%, enquanto no caso da rede BT, a rede aérea representava 77%.

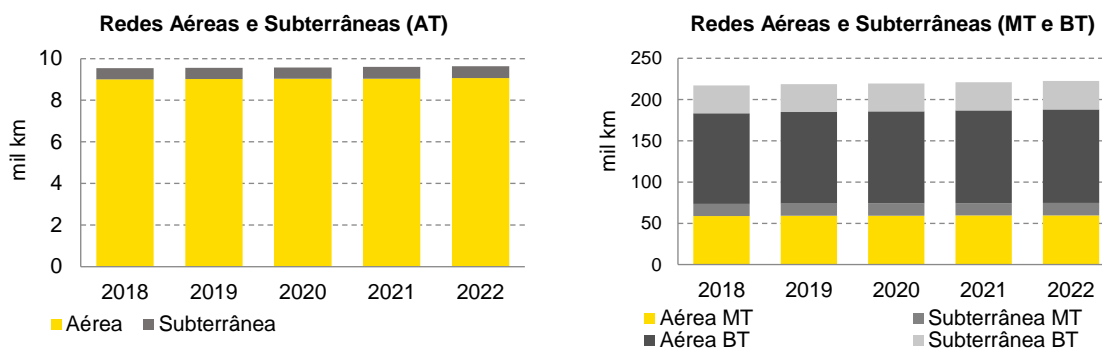


Gráfico 2.2 – Extensão das redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em relação a 2021, as redes AT, MT e BT registaram um aumento da sua extensão, de 0,3%, 0,4% e 0,7%, respetivamente.

## 2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais

Em 31 de dezembro de 2022, as redes exploradas pela E-REDES serviam cerca de 6,4 milhões de utilizadores. Os consumidores de BT representavam 99,6 % do número de consumidores de eletricidade e pouco menos de metade do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

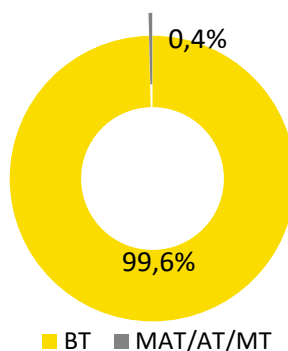


Gráfico 2.3 – Distribuição de utilizadores de rede por MAT/AT/MT e BT.

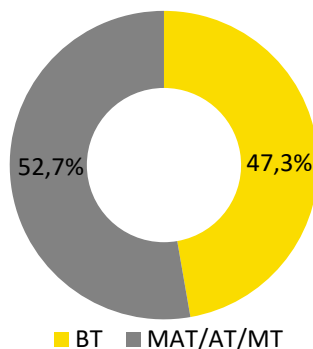


Gráfico 2.4 – Distribuição de energia entregue por MAT/AT/MT e BT.

O Gráfico 2.5 mostra a distribuição do número total de clientes (mercado livre e mercado regulado) e dos consumos anuais por cliente final (“BT” e “Outros Níveis de Tensão”), por regiões NUTS II<sup>1</sup>.

O Artigo 14.º do RQS consagra a existência de zonas de qualidade de serviço para efeitos de aplicação do regulamento, sendo definidas, para Portugal continental, três zonas de qualidade de serviço (zonas A, B e C), às quais estão associados diferentes padrões gerais de continuidade de serviço. No estabelecimento das zonas de qualidade de serviço considera-se que todas as capitais de distrito são zonas A e faz-se a caracterização dos restantes lugares (definidos de acordo com as normas do Instituto Nacional de Estatística), tendo em consideração o número de clientes<sup>2</sup>.

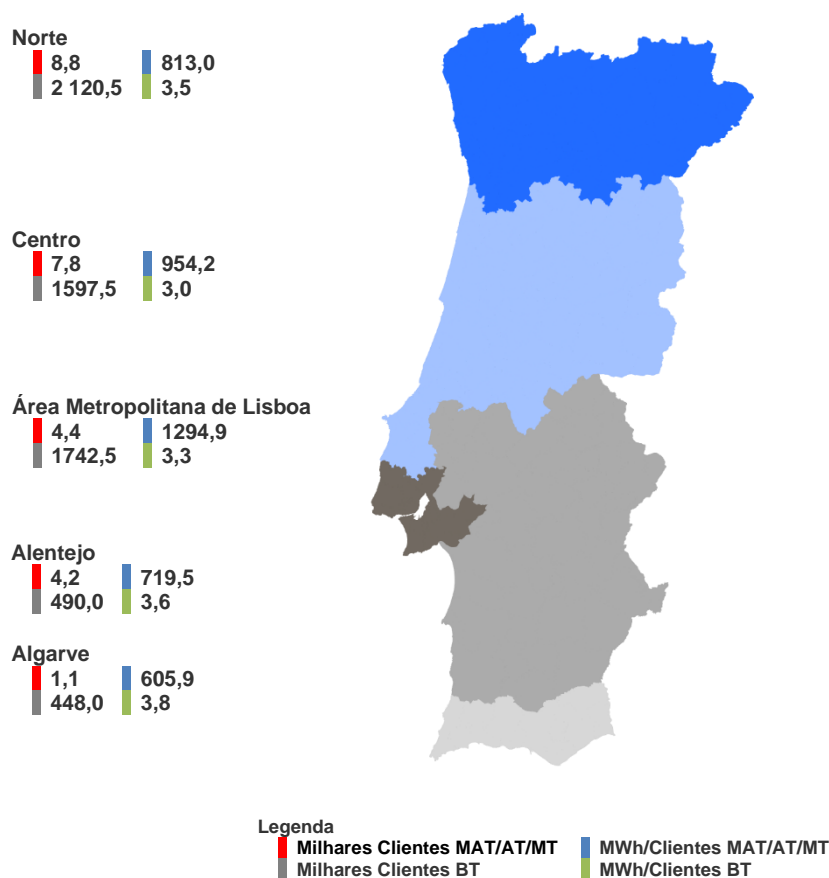


Gráfico 2.5 – Caracterização do número de clientes e consumos anuais por regiões NUTS II

<sup>1</sup> NUTS II que correspondem às Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional: Alentejo, Algarve, Área Metropolitana de Lisboa, Centro e Norte.

<sup>2</sup> A E-REDES encontra-se a aplicar as zonas de qualidade de serviço previstas na versão mais recente do RQS (Regulamento n.º 406/2021):

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

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

Zona C: restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

---

# 03 | Qualidade de Serviço Técnico.



### 3. Qualidade de Serviço Técnico

No presente capítulo apresentam-se os principais indicadores de continuidade de serviço<sup>3</sup> e os resultados da monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) no ano de 2022, caracterizando-se desta forma a qualidade de serviço de natureza técnica, na distribuição de energia elétrica, em AT, MT e BT nas redes de distribuição operadas pela E-REDES.

No que concerne à continuidade de serviço, os resultados apresentados contemplam o contributo de interrupções acidentais e previstas com origem, não apenas nas redes de distribuição operadas pela E-REDES, mas também com origem na Rede Nacional de Transporte (RNT) e em instalações particulares de consumo ou produção. Por outro lado, os mesmos resultados não contemplam o contributo de eventos excepcionais, devidamente classificados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Destes eventos, que serão detalhados no Capítulo 5 deste relatório, destacam-se o Temporal Região Sul e o incidente de grande impacto Depressão *Efrain*, ocorridos ao longo do ano de 2022.

Da mesma forma que na continuidade de serviço, os resultados da QEE apresentados contemplam igualmente o contributo da RNT e das instalações particulares de consumo ou produção, designadamente fenómenos contínuos e eventos de tensão. De forma idêntica, o contributo de eventos excepcionais, devidamente classificados pela ERSE, especificamente o Temporal Região Sul e o incidente de grande impacto Depressão *Efrain*, não está contemplado nos referidos resultados.

A descrição do contributo dos incidentes de grande impacto para os indicadores gerais de continuidade de serviço e para os resultados de monitorização da QEE consta do Capítulo 5, a par da caracterização do contributo dos restantes eventos excepcionais.

A totalidade dos valores obtidos relativamente à continuidade de serviço e à monitorização da QEE são adquiridos através de sistemas informáticos de registo, gestão de ocorrências e cálculo de indicadores, conforme requisitos e procedimentos estabelecidos no RQS.

---

<sup>3</sup> System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI), Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI), Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) e Energia não Distribuída (END).

### 3.1. Continuidade de Serviço da rede AT

#### 3.1.1. Caracterização das interrupções

Apresenta-se de seguida, para o ano de 2022, a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em termos das interrupções acidentais e previstas.

Interrupções Acidentais AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	107	8	115
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	153	16	169
<b>TOTAL</b>		<b>260</b>	<b>24</b>	<b>284</b>

Tabela 3.1 – Balanço da continuidade de serviço da rede AT – Interrupções acidentais

Interrupções Previstas AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	11	0	11
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	263	0	263
<b>TOTAL</b>		<b>274</b>	<b>0</b>	<b>274</b>

Tabela 3.2 – Balanço da continuidade de serviço da rede AT – Interrupções previstas

**Nota:** Na coluna “Outras” estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede AT, que tiveram origem noutras redes ou instalações, nomeadamente RNT, rede MT e clientes AT.

Com base na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2, o gráfico seguinte ilustra a distribuição de interrupções acidentais e previstas na rede AT, tendo em conta as respetivas durações e origens.

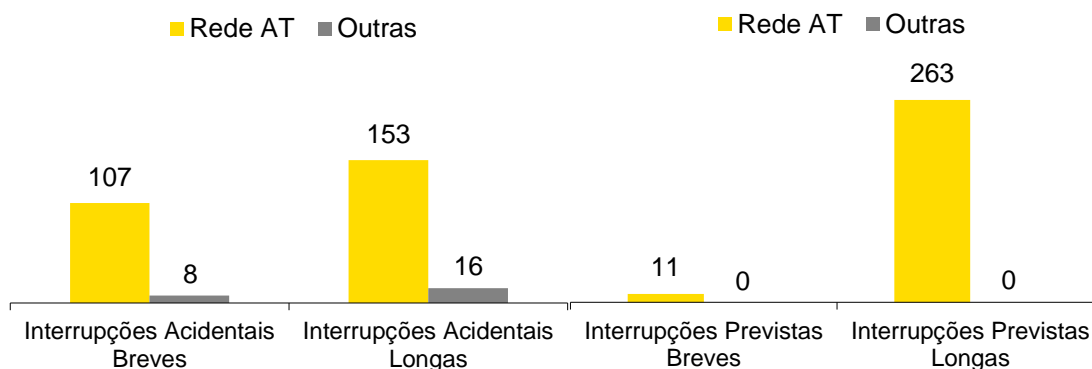


Gráfico 3.1 – Distribuição de interrupções na rede AT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

Refere-se que 91 % das interrupções acidentais longas tiveram origem na rede AT e 9% nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 77% do total de interrupções ocorridas na rede AT e resultam predominantemente de causas identificadas como “Próprias” (35,6%), “Acordo com o

cliente” (32,2%) e “Outras redes ou instalações” (28,5%). A distribuição por causas das interrupções consta no gráfico seguinte:

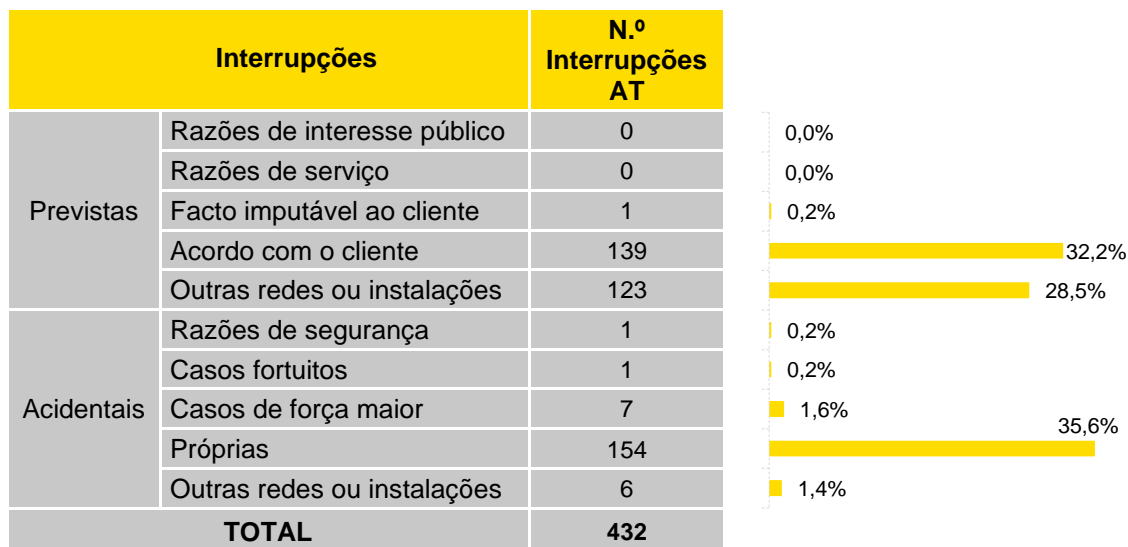


Gráfico 3.2 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, AT.

### 3.1.2. Evolução dos indicadores gerais para as instalações de consumo

De seguida apresentam-se os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, para as instalações de consumo em AT, SAIFI AT, SAIDI AT e MAIFI AT, bem como a sua discriminação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas, em comparação com os valores registados no ano de 2021.

Indicadores		Ano 2021	Ano 2022	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>SAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	0,09	0,11	0,10	0	0,16	0,19	0,07	0,10
	Previstas	0,01	0	0	0	0	0	0,01	0
<b>SAIDI AT (min)</b>	Acidentais	4,89	4,63	0,60	0	4,07	6,37	5,47	4,51
	Previstas	1,38	0	0	0	0	0	1,87	0
<b>MAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	0,45	0,38	0,10	0,22	0,74	0,38	0,40	0,40
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.3 – Indicadores da rede AT, para instalações de consumo, por zonas de qualidade de serviço.

Focando a análise nos resultados obtidos por regiões NUTS III<sup>4</sup> no que diz respeito aos indicadores de SAIFI AT e SAIDI AT (Gráfico 3.3 e Gráfico 3.4), destaca-se que as regiões Alentejo Central, Alentejo Litoral, Algarve, Alto Alentejo, Alto Minho, Alto Tâmega, Baixo Alentejo, Cávado, Douro, Lezíria do Tejo, Médio Tejo, Oeste, Região de

<sup>4</sup> Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.E-REDES.pt/pt-pt/indicadores-gerais>



Leiria, Terras de Trás os Montes, Tâmega e Sousa e Viseu Dão Lafões não registaram qualquer interrupção em 2022.

No Gráfico 3.3, relativamente ao indicador SAIFI AT, que se apresenta de seguida, verifica-se que foram registadas melhorias significativas entre 50 e 100% face a 2021, em 6 regiões.

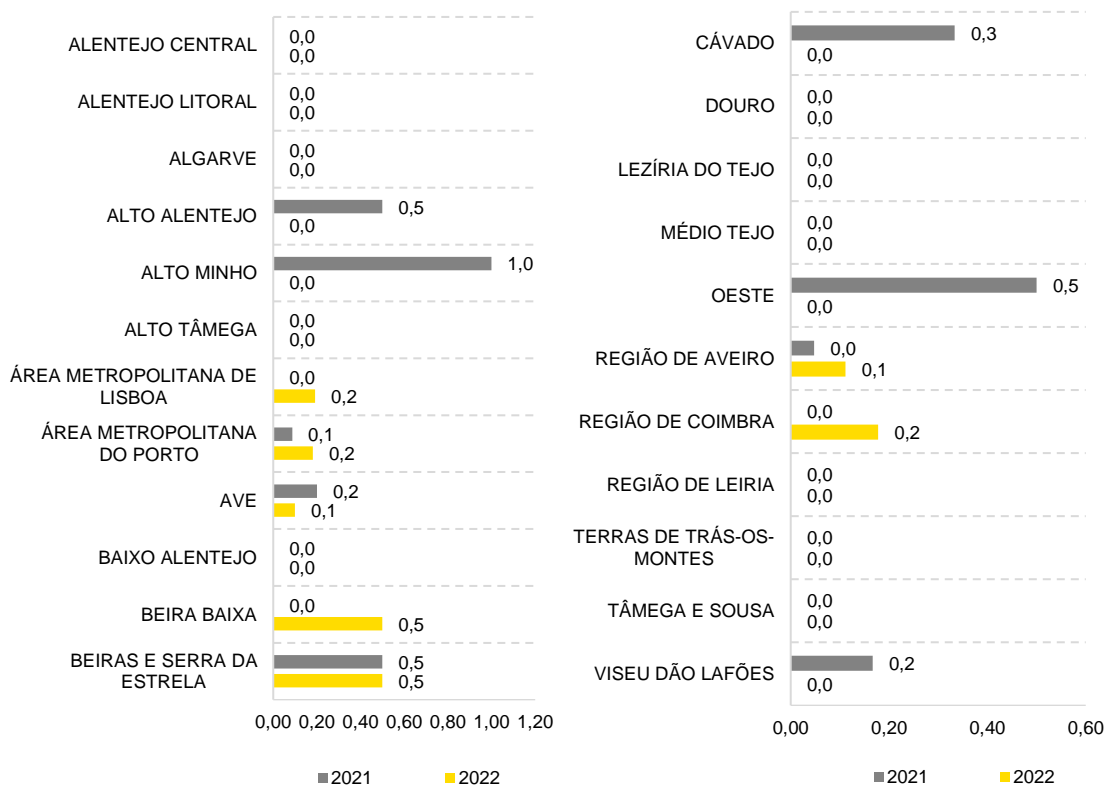


Gráfico 3.3 – Indicador SAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No caso do indicador SAIDI AT apresentado no Gráfico 3.4, verifica-se uma significativa melhoria relativamente a 2021 em 7 regiões.

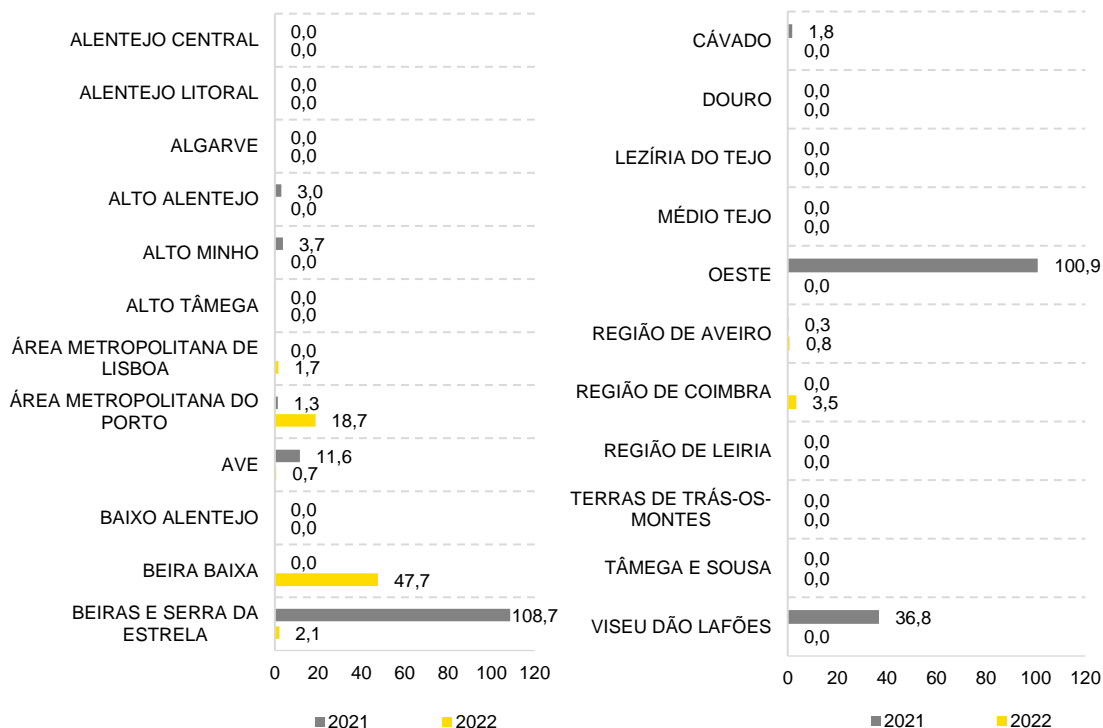


Gráfico 3.4 – Indicador SAIDI AT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No que diz respeito ao indicador MAIFI AT discriminado no Gráfico 3.5, registaram-se melhorias significativas entre 32% e 100% em 9 regiões.

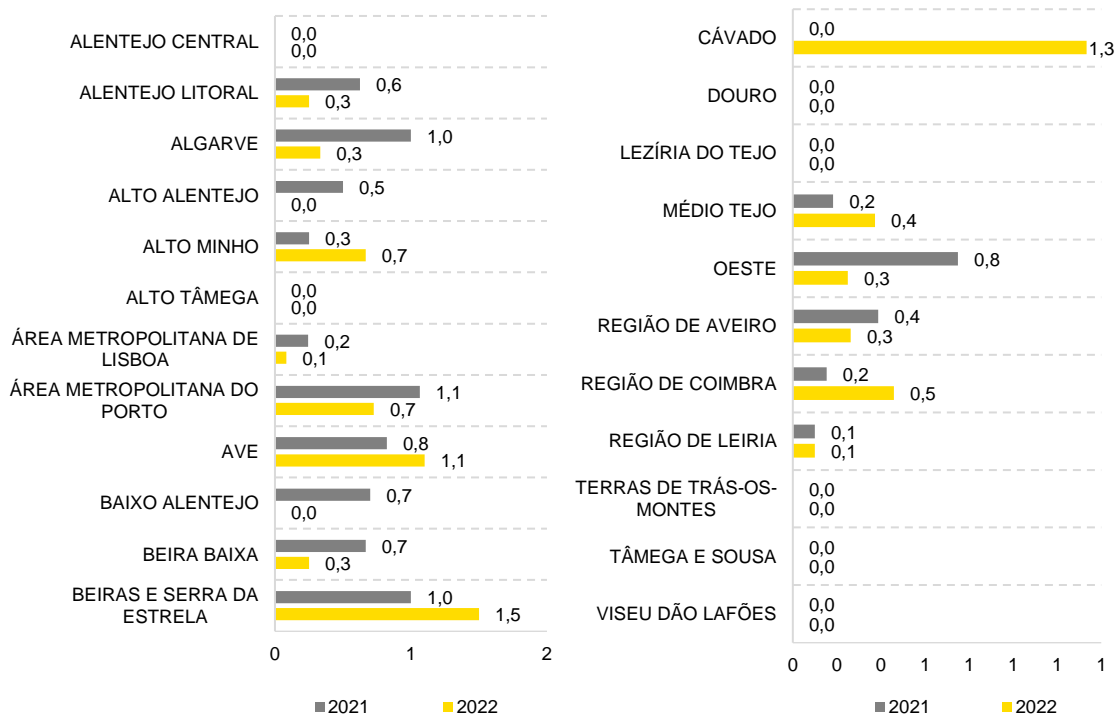


Gráfico 3.5 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

### 3.1.3. Incidentes mais significativos

A passagem do temporal na Região Sul, nos dias 07 e 08 de dezembro de 2022, que afetou a região de Vale do Tejo, Área Metropolitana de Lisboa e região sul de Portugal continental, teve um impacto significativo na rede de distribuição de AT, em resultado da precipitação intensa e continuada, acompanhada de trovoada e pelo aumento da intensidade do vento. A passagem da depressão *Efrain*, entre os dias 11 e 13 de dezembro de 2022, teve um elevado impacto na rede AT em praticamente todo o território de Portugal continental, em resultado do vento de forte intensidade e da precipitação causada por este fenómeno. O impacto destes incidentes pode ser analisado com maior detalhe no Capítulo 5 - Eventos Excepcionais.

### 3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em 2022, apresentam-se de seguida os indicadores gerais de continuidade de serviço para instalações de produção em AT, SAIFI AT, SAIDI AT e MAIFI AT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2021	Ano 2022	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>SAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	0,19	0,22	0	0,25	0	0,14	0,20	0,23
	Previstas	0,01	0	0	0	0	0	0,01	0
<b>SAIDI AT (min)</b>	Acidentais	31,38	50,12	0	0,99	0	1,63	33,24	53,13
	Previstas	1,62	0	0	0	0	0	1,71	0
<b>MAIFI AT (nº)</b>	Acidentais	1,22	0,77	0,67	1,75	0,25	0	1,27	0,78
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.4 – Indicadores da rede AT, para instalações de produção, por zonas de qualidade de serviço.

Para o ano de 2022, e no que diz respeito ao indicador SAIFI AT discriminado no Gráfico 3.6, registaram-se valores nulos em 10 das 23 NUTS III, sendo a Região da Beira Baixa a que registou o valor mais elevado do indicador.

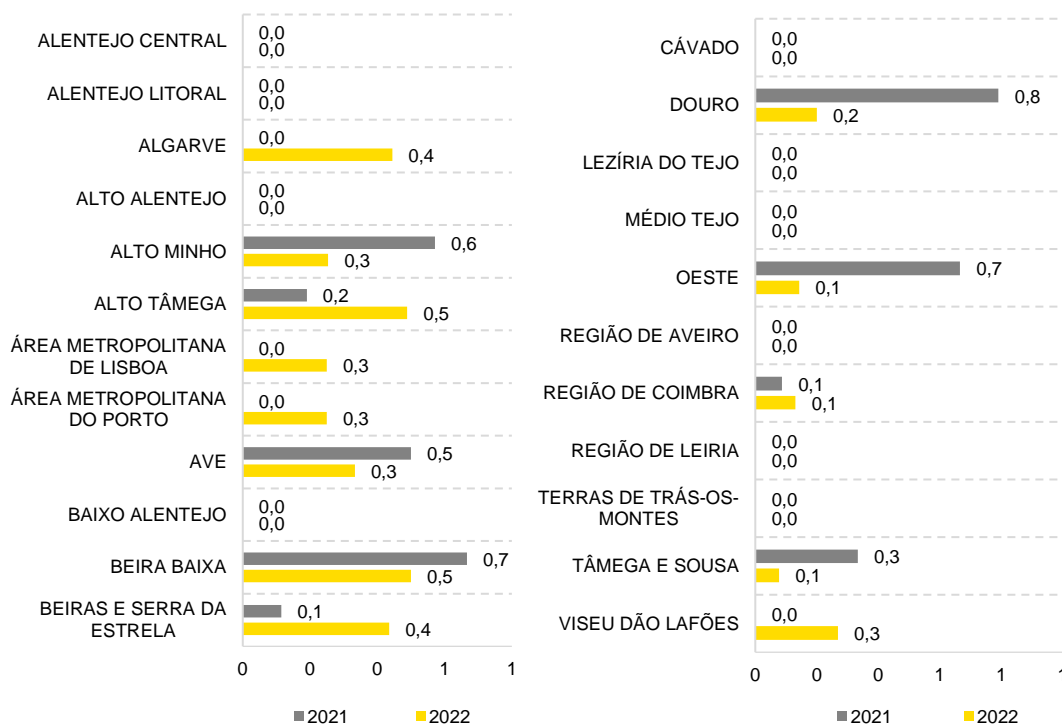


Gráfico 3.6 – Indicador SAIFI AT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022.

Para o ano de 2022, e no que diz respeito ao indicador SAIDI AT discriminado no Gráfico 3.7, é seguida a tendência do indicador anterior, registando-se valores nulos em 10 das 23 NUTS III.

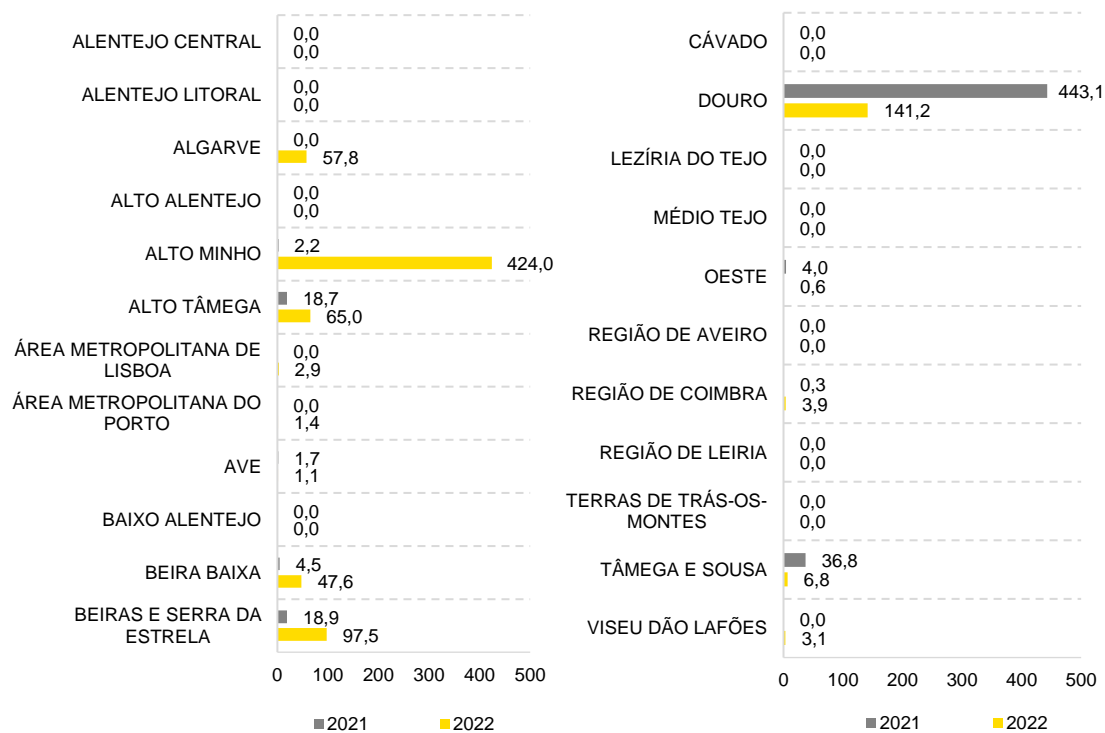


Gráfico 3.7 – Indicador SAIDI AT (min), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

Quanto ao indicador MAIFI AT, discriminado no Gráfico 3.8, em 2021 registaram-se valores nulos em 6 das 23 NUTS III, sendo Terras de Trás-os-Montes a região que registou o valor mais elevado com 1,6 interrupções, tendo as restantes apresentado valores inferiores.

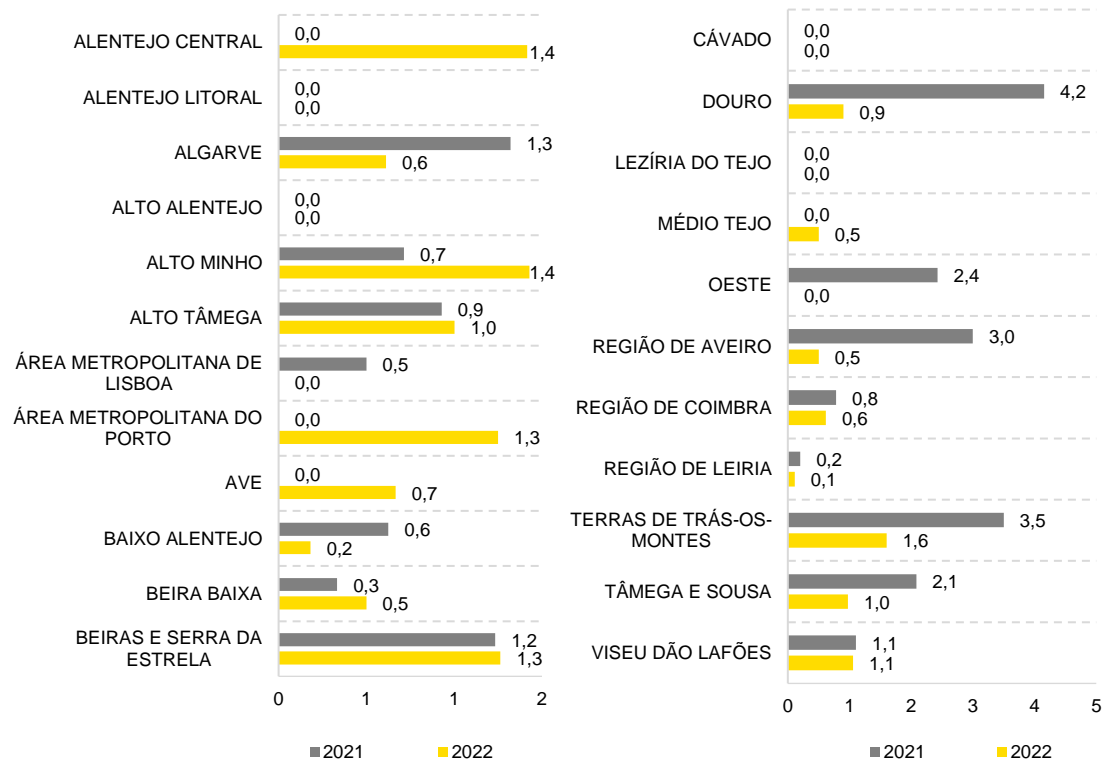


Gráfico 3.8 – Indicador MAIFI AT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022.

## 3.2. Continuidade de Serviço da rede MT

### 3.2.1. Caracterização das interrupções

Da mesma forma que para a rede AT, de seguida apresenta-se uma caracterização das interrupções acidentais e previstas, na rede MT, verificadas em 2022.

Interrupções Acidentais MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	8 237	53	8 290
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	5 869	57	5 926
<b>TOTAL</b>		<b>14 106</b>	<b>110</b>	<b>14 216</b>

Tabela 3.5 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções acidentais

Interrupções Previstas MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Previstas Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	2	0	2
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	79	2	81
<b>TOTAL</b>		<b>81</b>	<b>2</b>	<b>83</b>

Tabela 3.6 – Balanço da continuidade de serviço da rede MT – Interrupções previstas.

**Nota:** Na coluna “Outras” estão contabilizadas todas as interrupções verificadas na rede MT, que tiveram origem noutras redes ou instalações, nomeadamente RNT, rede AT, rede BT e clientes MT.

O gráfico seguinte ilustra a distribuição de interrupções acidentais e previstas na rede MT, considerando as respetivas durações e origens.

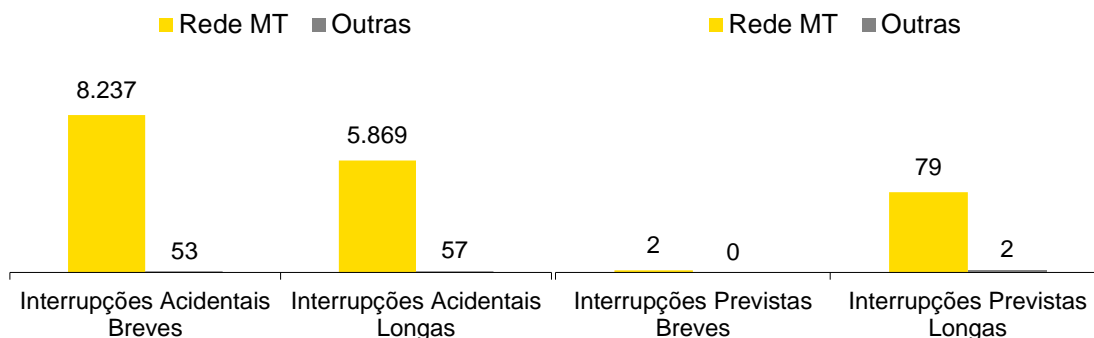


Gráfico 3.9 – Distribuição de interrupções na rede MT, por origem, dos tipos acidentais e previstas.

Relativamente às interrupções acidentais longas, verifica-se que 99% destas interrupções têm origem na rede MT e apenas 1% têm origem nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 42% do total de interrupções que ocorreram na rede MT, sendo que 91,1% são resultantes de causas “Próprias”, conforme se verifica no gráfico seguinte.

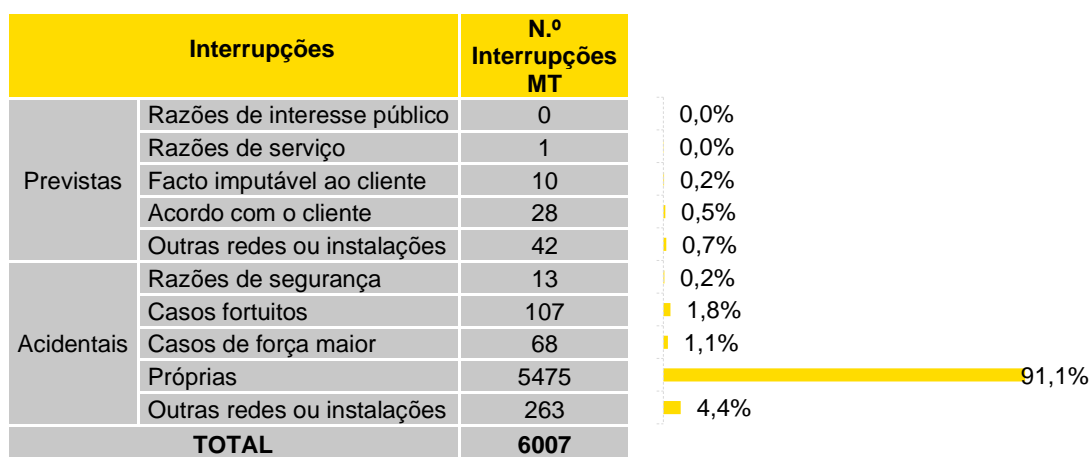


Gráfico 3.10 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, MT.

### 3.2.2. Evolução dos indicadores gerais para instalações de consumo

De seguida são apresentados os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI MT, SAIDI MT, TIEPI MT, END MT e MAIFI MT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III<sup>5</sup>, resultantes de interrupções longas acidentais e previstas. No Gráfico 3.11 apresenta-se a evolução mensal acumulada do TIEPI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. Apesar do forte impacto de fatores climáticos nas infraestruturas de distribuição (com maior expressão no Temporal da Região Sul ocorrido a 7 e 8 de dezembro e na Depressão Efrain, ocorrida no período de 11 a 13 de dezembro), foi possível atingir, em 2022, um TIEPI MT de 52,34 minutos.

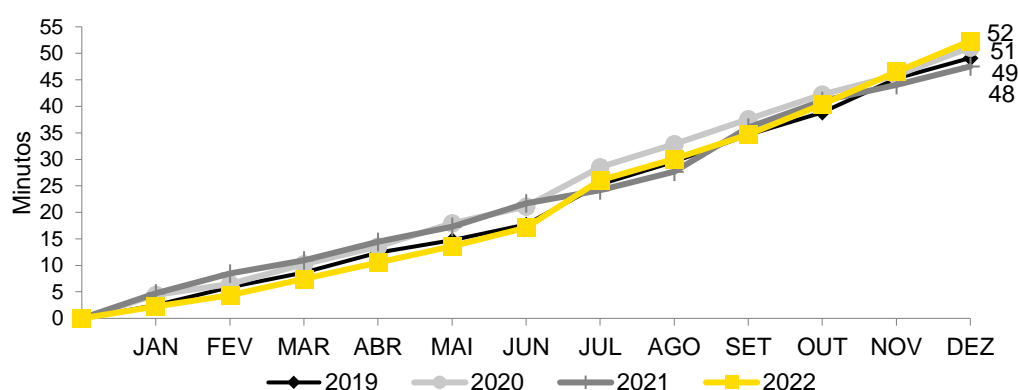


Gráfico 3.11 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

No Gráfico 3.12 apresenta-se a evolução mensal acumulada do SAIDI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. À semelhança do indicador apresentado anteriormente, o SAIDI MT sofreu um ligeiro aumento no ano de 2022.

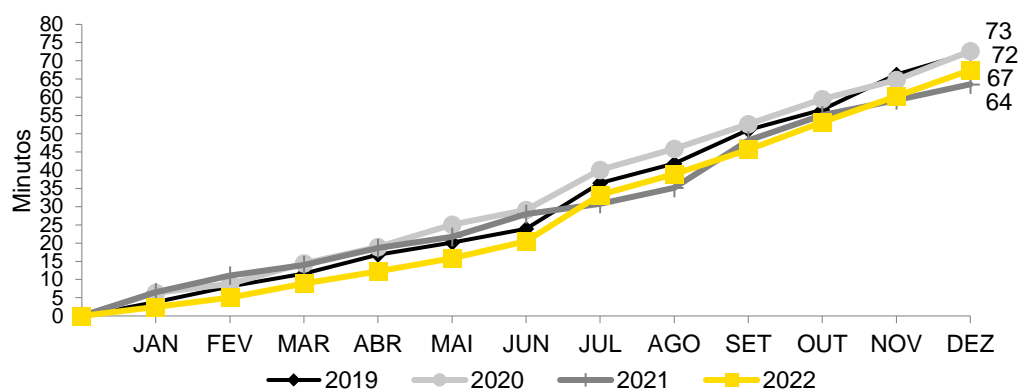


Gráfico 3.12 – Evolução mensal acumulada SAIDI MT (Interrupções Longas, Previstas e Acidentais).

<sup>5</sup> Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.E-REDES.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

Na Tabela 3.7 apresenta-se, de forma resumida, os resultados obtidos para os indicadores de continuidade de serviço da rede MT, nos dois últimos anos e por zona de qualidade de serviço.

Indicadores		Ano 2021	Ano 2022	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2021	2022	2021	2022	2021	2022
TIEPI MT (min)	Acidentais	47,41	52,34	29,07	34,33	45,84	48,61	58,98	64,82
	Previstas	0,11	0,003	0	0	0	0	0,24	0,01
END MT (MWh)	Acidentais	3310,21	3944,93	549,10	702,70	842,20	958,30	1918,92	2283,94
	Previstas	7,45	0,25	0	0	0	0	7,45	0,25
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,63	1,70	0,79	0,90	1,22	1,26	1,92	2,00
	Previstas	0,001	2E-5	0	0	0	0	0,002	3E-5
SAIDI MT (min)	Acidentais	63,30	67,46	32,94	37,60	49,13	51,92	73,84	78,25
	Previstas	0,27	0,004	0	0	0	0	0,40	0,01
MAIFI MT (nº)	Acidentais	8,82	8,37	1,43	1,72	3,83	3,86	11,82	11,08
	Previstas	0,002	0	0	0	0,002	0	0,002	0

Tabela 3.7 – Indicadores da rede MT para instalações de consumo por zonas de qualidade de serviço

Através dos valores apresentados, e à exceção do MAIFI MT, constata-se que todos os indicadores representados apresentam um ligeiro aumento relativamente a 2021.

No caso do indicador TIEPI MT (Gráfico 3.13), foram registadas melhorias significativas face a 2021 em 11 regiões, com reduções compreendidas entre os 2,5% e os 35%.

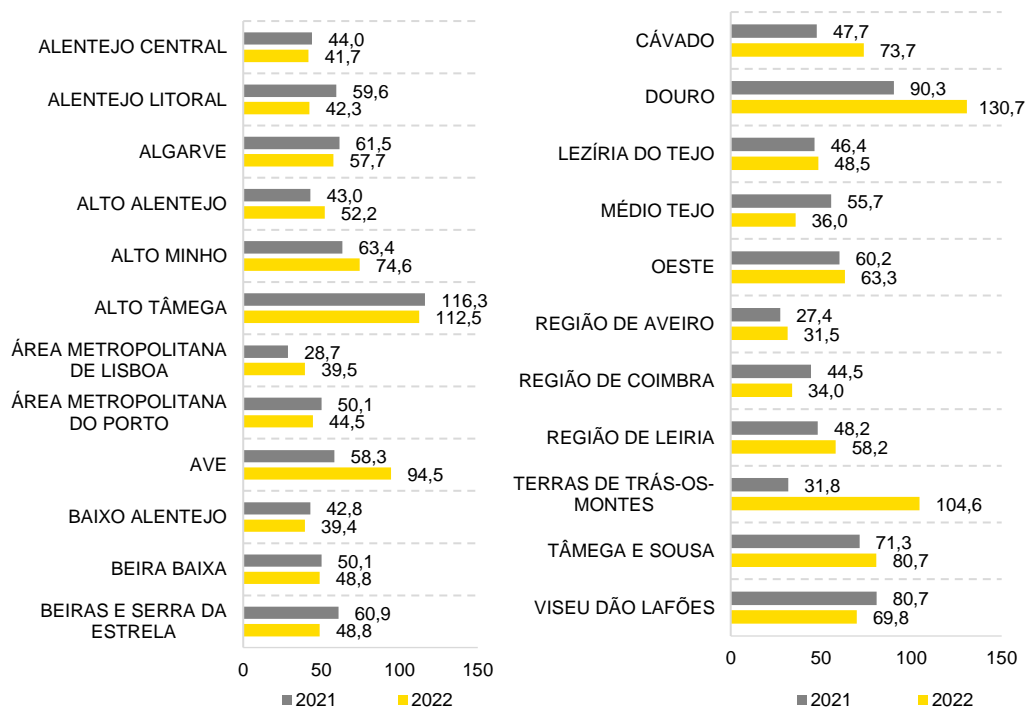


Gráfico 3.13 – Indicador TIEPI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022



Relativamente ao indicador END MT (Gráfico 3.14) constata-se uma melhoria significativa em apenas 6 regiões, tendo a Região Médio Tejo apresentado a evolução mais favorável em cerca de 29,6%.

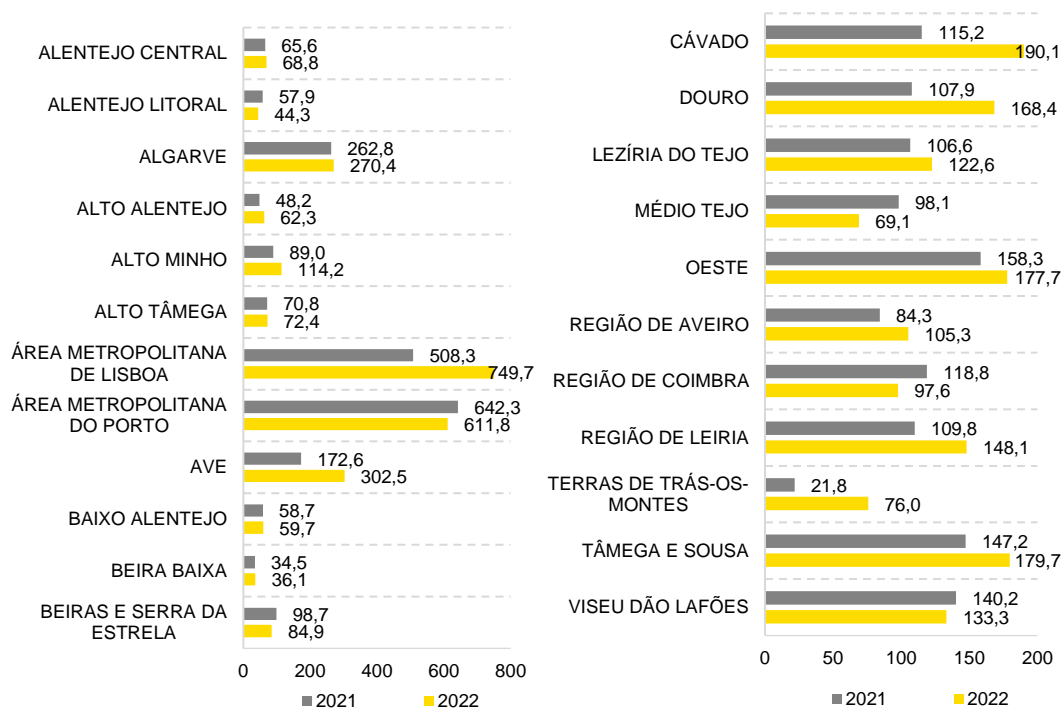


Gráfico 3.14 – Indicador END MT (MWh), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.15), relativamente a 2021 foi registada em 12 regiões uma melhoria significativa com reduções compreendidas entre os 5,4% e os 47%.

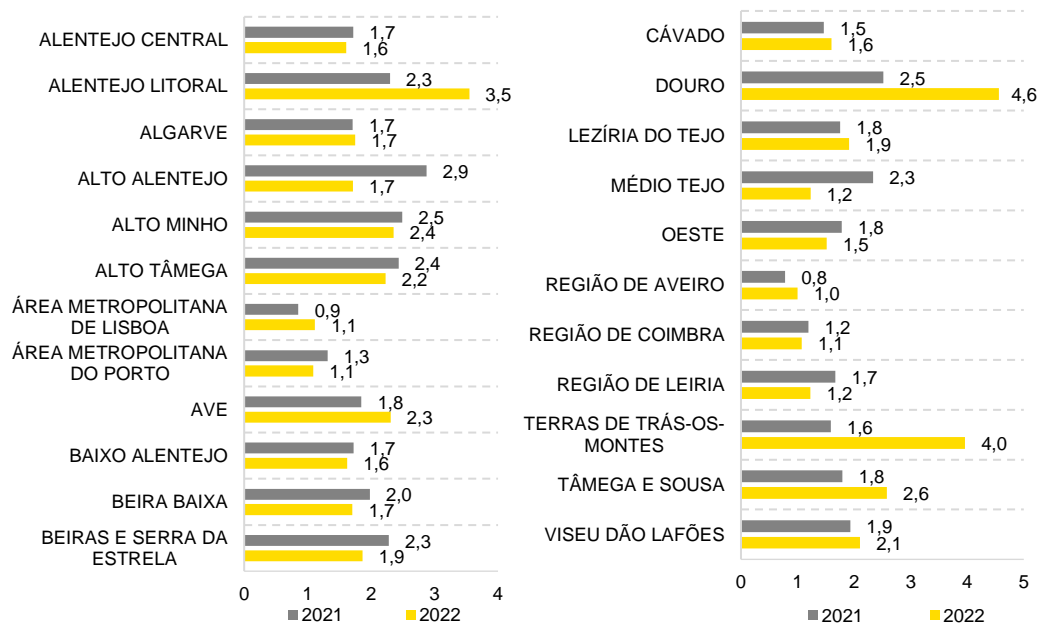


Gráfico 3.15 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No que diz respeito ao indicador SAIDI MT (Gráfico 3.16) foram registadas melhorias consideráveis em 9 regiões, com reduções compreendidas entre os 8,2% e os 37%.

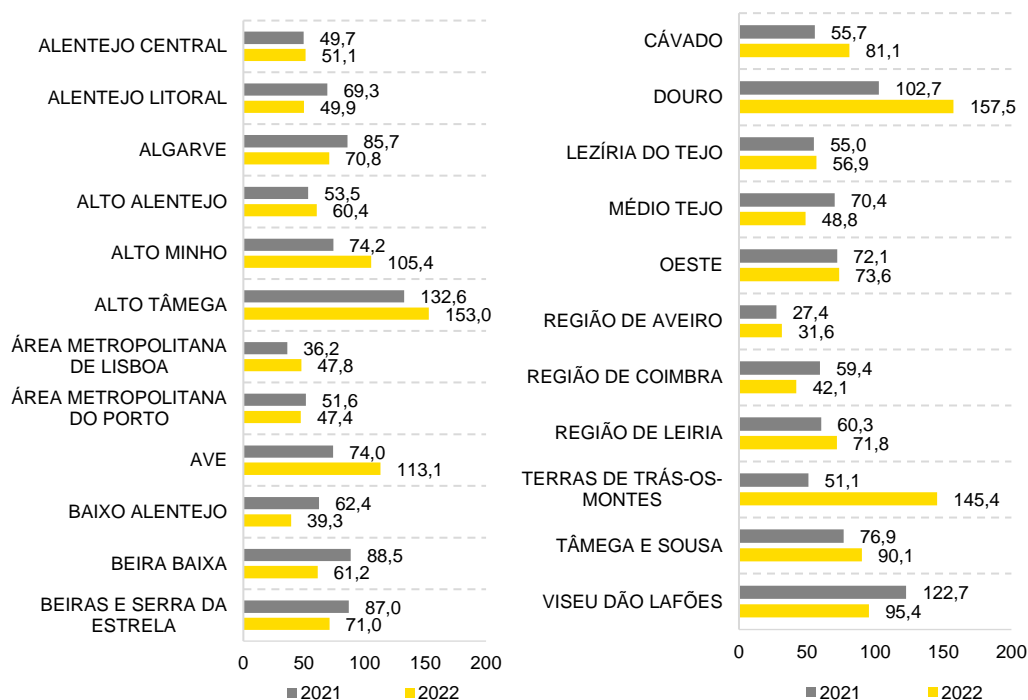


Gráfico 3.16 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

O indicador MAIFI MT (Gráfico 3.17) apresentou este ano uma melhoria face a 2021 em 10 regiões do país, sendo as regiões do Alto Alentejo e Beiras e Serra da Estrela as que mais se destacam, com uma diminuição na ordem dos 23% e 30%, respetivamente.

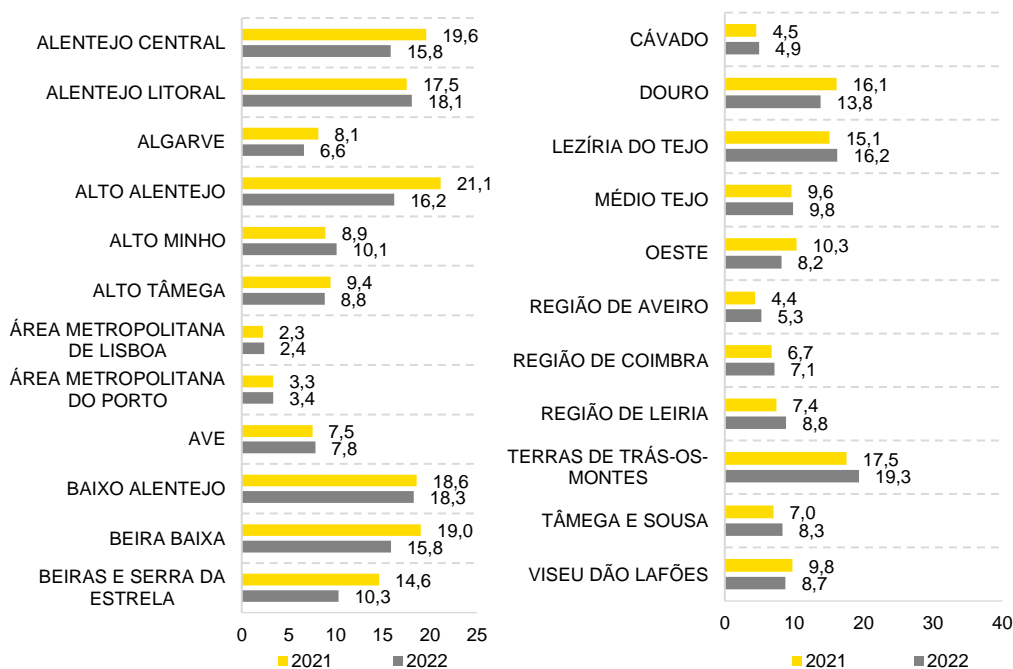


Gráfico 3.17 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de consumo, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

### 3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais

Conforme estabelecido no RQS, no Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no Setor Elétrico e no Setor do Gás Natural”, apresentam-se de seguida os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos para os indicadores SAIFI MT e SAIDI MT e os respetivos valores atingidos pela rede MT em 2022.

Indicadores	Zonas de Qualidade de Serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
<b>SAIFI MT (n.º)</b>	2	0,90	3	1,26	4	2,00
<b>SAIDI MT (min)</b>	120	37,60	180	51,92	240	78,25

Tabela 3.8 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

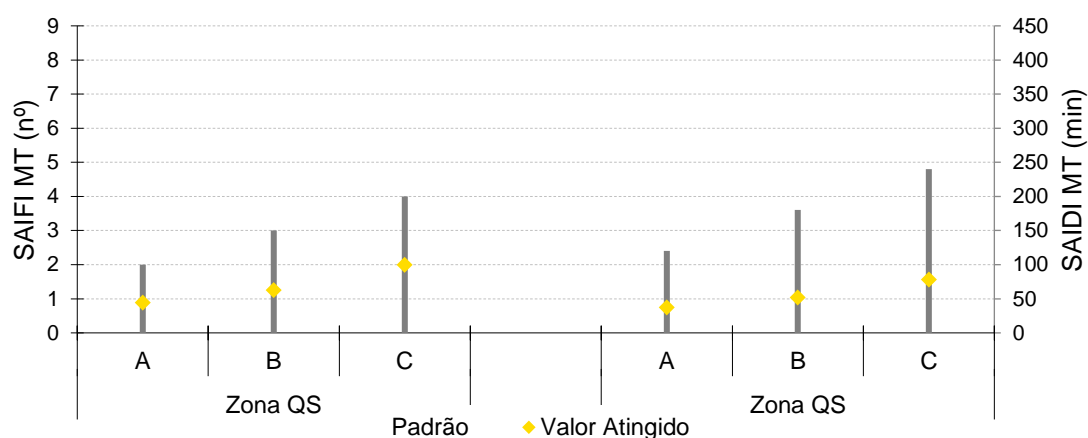


Gráfico 3.18 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 3.8 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.18), conclui-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas de qualidade de serviço.

### 3.2.4. Incidentes mais significativos

Os eventos referidos em 3.1.3, como tendo maior impacto na rede AT, são igualmente os incidentes que mais condicionaram o desempenho da rede MT em 2022. O impacto dos eventos mencionados pode ser analisado em maior detalhe no capítulo 5, onde se evidencia o forte impacto na rede MT.

### 3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede MT em 2022, e do mesmo modo que para a rede AT, apresentam-se de seguida os indicadores gerais de continuidade de serviço para instalações de produção SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2021	Ano 2022	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>SAIFI MT (nº)</b>	Acidentais	1,69	1,71	0,64	0,67	1,49	1,28	1,72	1,77
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>SAIDI MT (min)</b>	Acidentais	91,59	79,40	9,88	4,30	76,66	70,01	93,96	82,18
	Previstas	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>MAIFI MT (nº)</b>	Acidentais	8,53	7,52	5,95	3,12	4,42	4,19	8,80	7,86
	Previstas	0,003	0	0	0	0	0	0,003	0

Tabela 3.9 – Indicadores da rede MT, para instalações de produção, por zonas de qualidade de serviço

No caso do indicador SAIFI MT (Gráfico 3.19), verifica-se que, em 2022, 17 das 23 NUTS III apresentam duas ou menos interrupções.

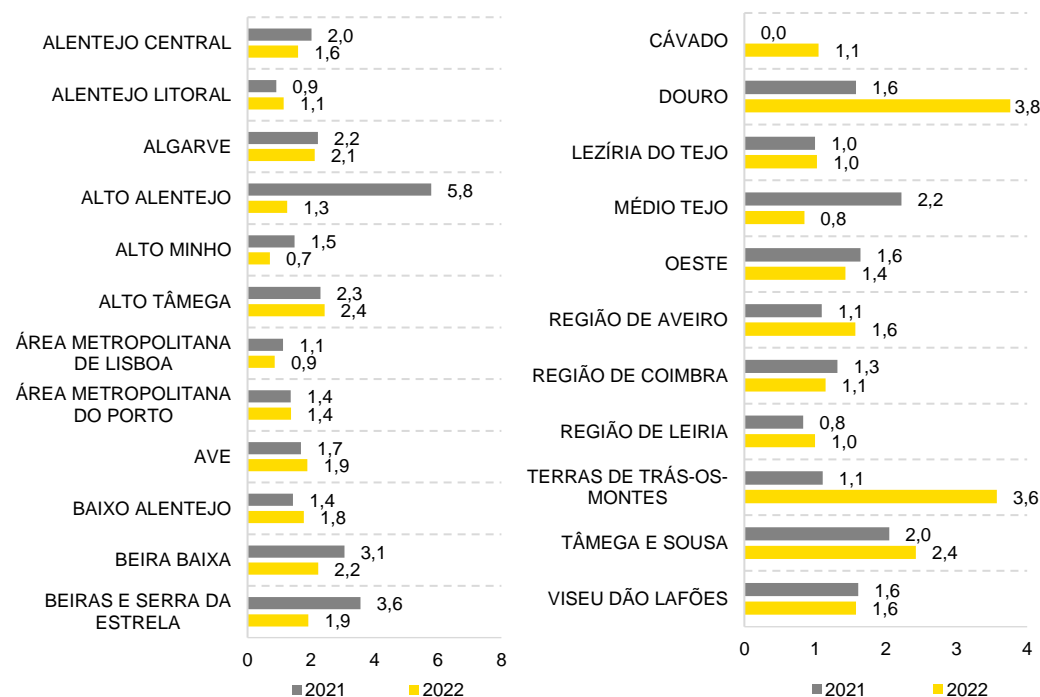


Gráfico 3.19 – Indicador SAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No caso do indicador SAIDI MT (Gráfico 3.20), verifica-se que, em 2022, 16 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, uma duração inferior a 100 minutos.

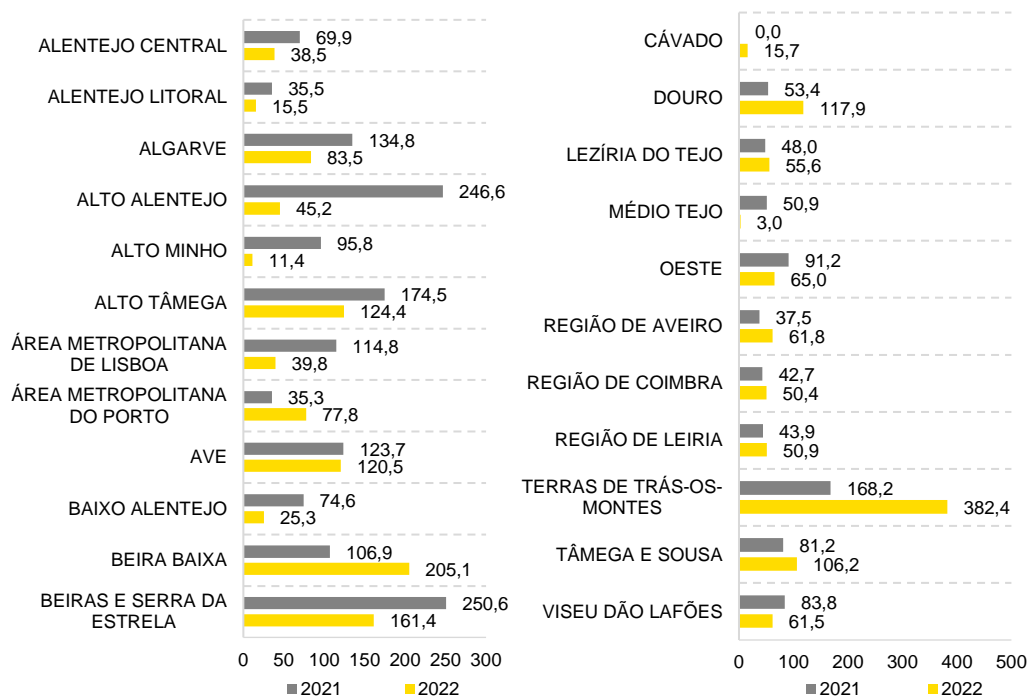


Gráfico 3.20 – Indicador SAIDI MT (min), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

No caso do indicador MAIFI MT (Gráfico 3.21), verifica-se que 18 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, um valor inferior a 10 interrupções.

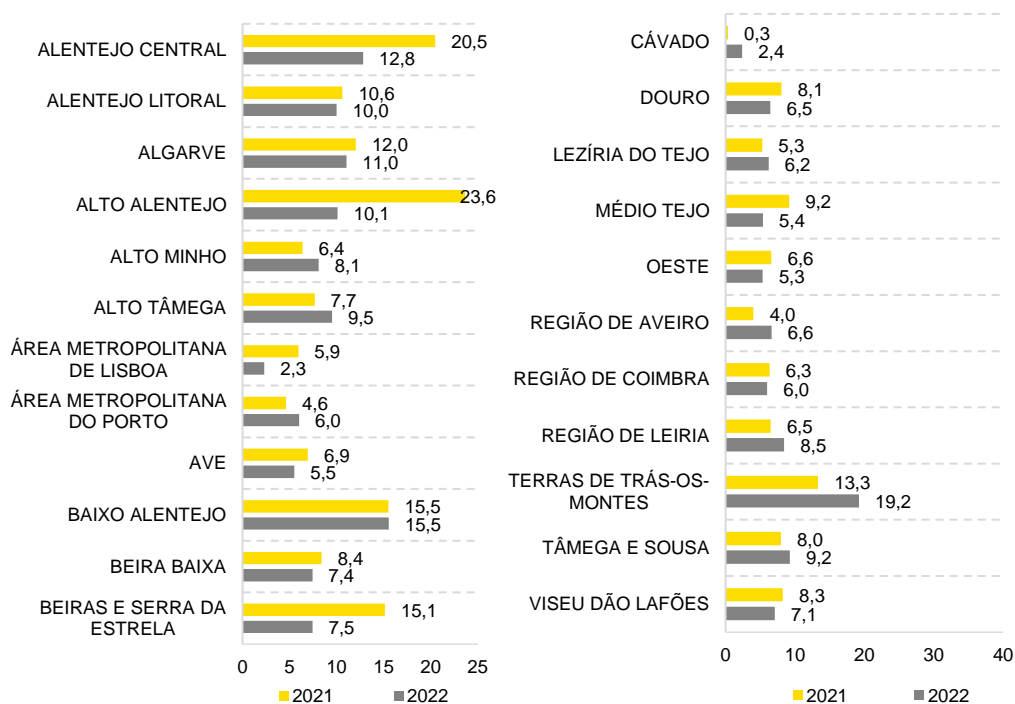


Gráfico 3.21 – Indicador MAIFI MT (n.º), para instalações de produção, por regiões NUTS III em 2021 e 2022

### 3.3. Continuidade de Serviço da rede BT

#### 3.3.1. Caracterização das interrupções

Como balanço global da continuidade de serviço da rede BT apresenta-se uma caracterização das interrupções longas, acidentais e previstas, verificadas em 2022.

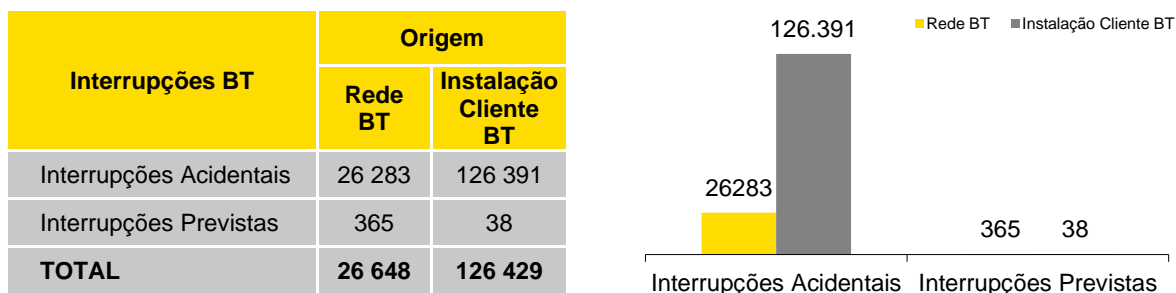


Gráfico 3.22 – Distribuição de interrupções longas na rede BT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

Relativamente aos dados apresentados, é de realçar o elevado número de interrupções acidentais com origem nas instalações dos clientes BT, comparativamente com as registadas nas redes BT da E-REDES, representando 83% do total de interrupções (acidentais e previstas). No que diz respeito às interrupções longas, com origem na rede de distribuição, nos vários níveis de tensão, verifica-se que as causas “Próprias” contribuem com cerca de 94% para o total das interrupções BT.

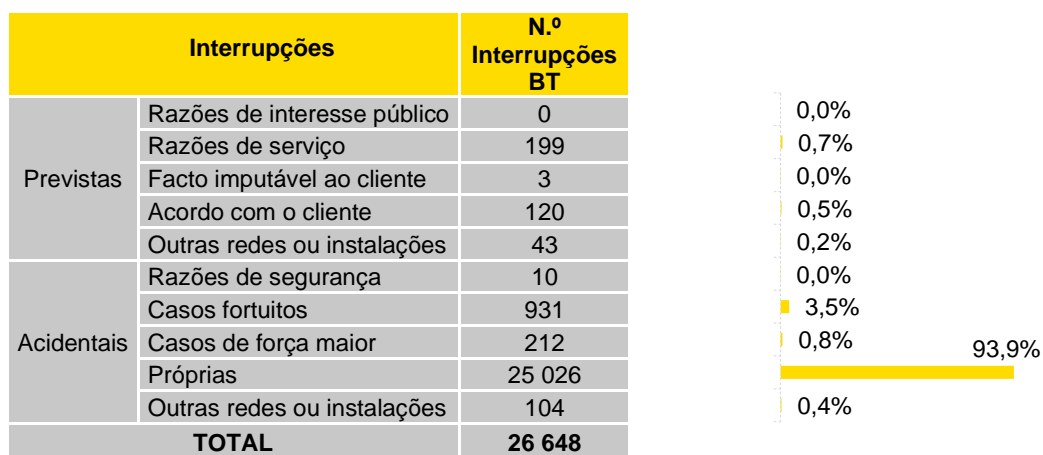


Gráfico 3.23 – N.º de interrupções longas, acidentais e previstas, BT

#### 3.3.2. Evolução dos indicadores gerais

De seguida apresentam-se os valores globais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT para a rede de distribuição BT, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade

de serviço e regiões NUTS III<sup>6</sup>, resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2021	Ano 2022	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2021	2022	2021	2022	2021	2022
<b>SAIFI BT (nº)</b>	Acidentais	1,52	1,61	0,90	0,96	1,33	1,36	2,03	2,17
	Previstas	0,01	0,004	0,01	0,01	0,01	0,01	0,004	0,001
<b>SAIDI BT (min)</b>	Acidentais	75,48	74,15	53,46	49,51	69,42	62,67	92,77	96,92
	Previstas	1,26	0,84	1,38	1,45	1,52	1,13	1,02	0,28

Tabela 3.10 – Indicadores da rede BT globais e por zonas de qualidade de serviço

Analisando os resultados obtidos para a rede BT, verifica-se que o indicador SAIDI BT apresenta uma ligeira melhoria comparativamente a 2021, de 2,3%.

No caso do indicador SAIFI BT (Gráfico 3.24) foram registadas em 12 regiões melhorias com reduções compreendidas entre os 1,2% e os 43%.

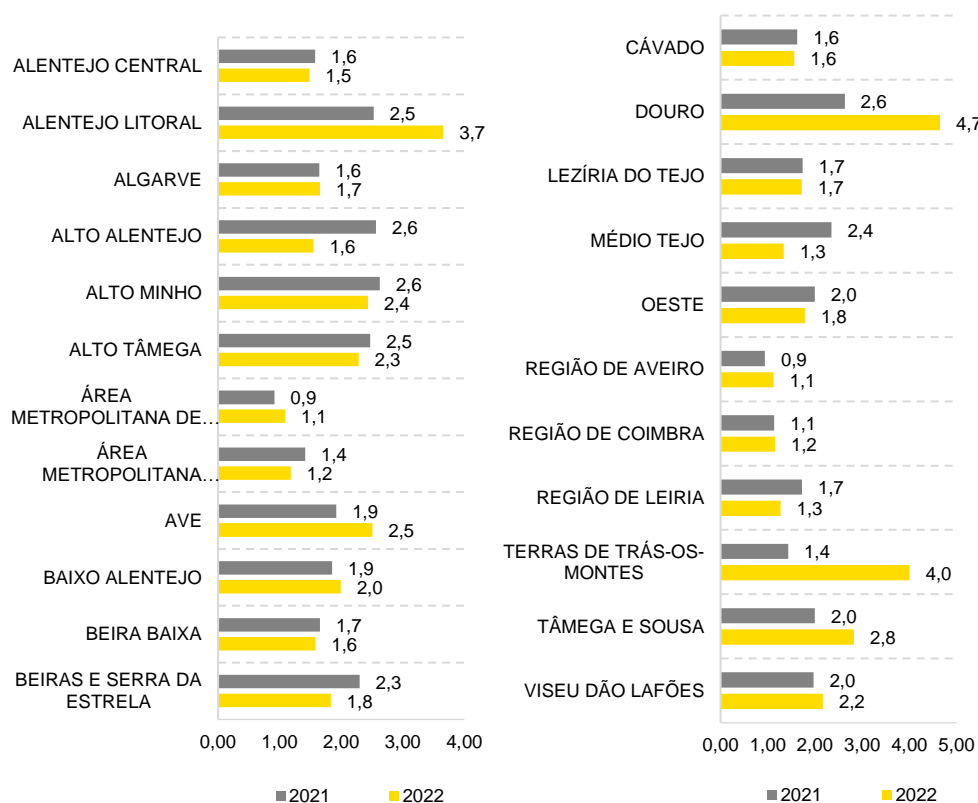


Gráfico 3.24 – Indicador SAIFI BT (n.º) por regiões NUTS III em 2021 e 2022

<sup>6</sup> Na página da E-REDES constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/indicadores-gerais>

Relativamente ao indicador SAIDI BT (Gráfico 3.25), foram registadas em 13 regiões melhorias com reduções compreendidas entre 0,1% e 28,5%.

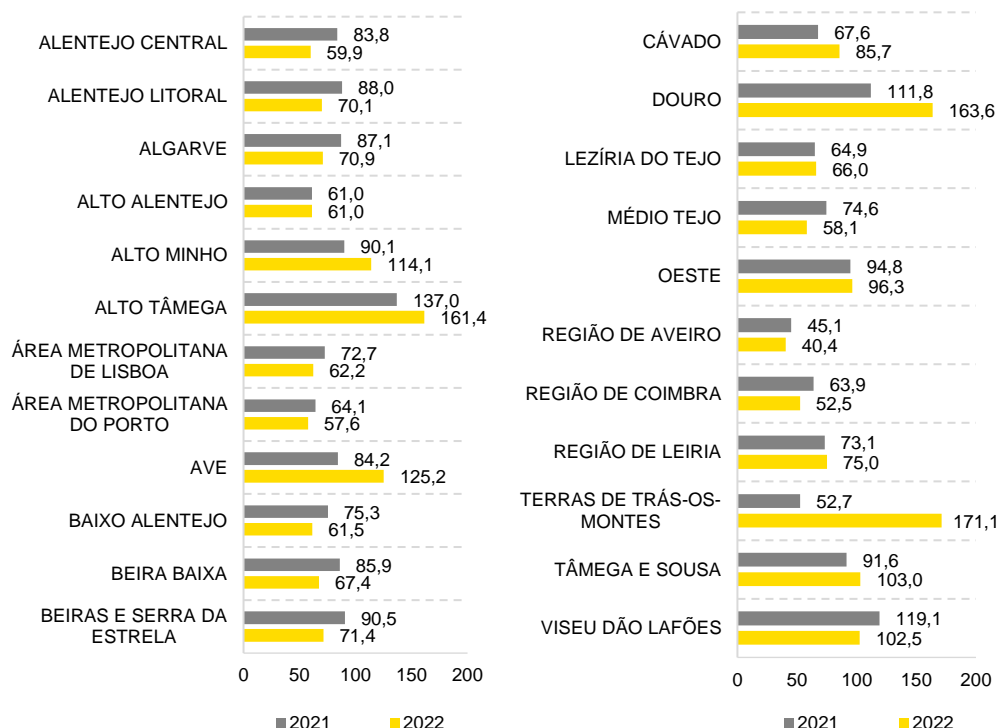


Gráfico 3.25 – Indicador SAIDI BT (min) por regiões NUTS III em 2021 e 2022

### 3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais

Conforme estabelecido no RQS, Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no Setor Elétrico e no Setor do Gás Natural”, apresentam-se de seguida os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos para os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT e os respetivos valores atingidos pela rede BT em 2022.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT (nº)	2	0,96	3	1,36	4	2,17
SAIDI BT (min)	120	49,51	180	62,67	300	96,92

Tabela 3.11 - Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT



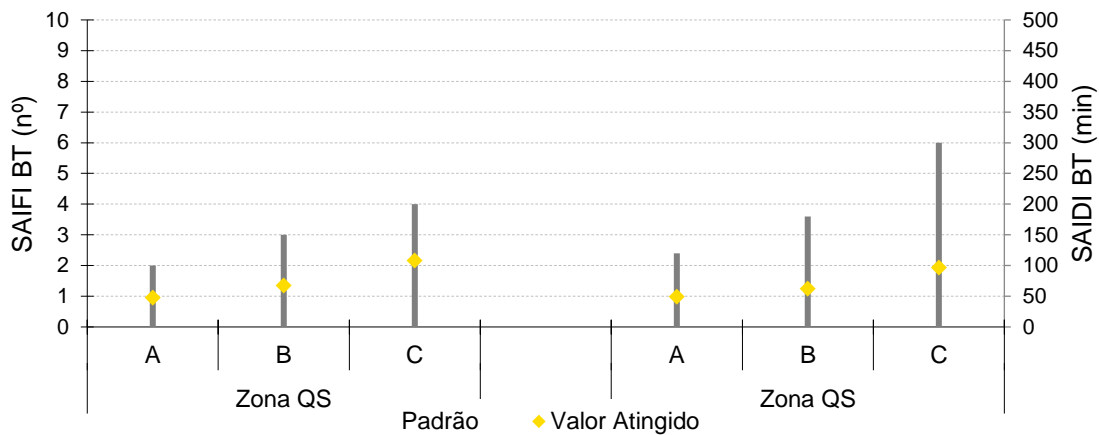


Gráfico 3.26 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

Através dos valores apresentados na Tabela 3.11 e na sua representação gráfica (Gráfico 3.26), pode concluir-se que foram integralmente cumpridos todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos no RQS para as diferentes zonas de qualidade de serviço.

### 3.4. Qualidade de Energia Elétrica

A E-REDES, como operador de rede de distribuição totalmente comprometido em fornecer um elevado nível de qualidade de serviço, tem vindo a monitorizar sistematicamente a Qualidade de Energia Elétrica da rede de distribuição, desde o ano 2001. Para o efeito, a Empresa tem vindo a desenvolver um ambicioso programa de monitorização da QEE, suportado numa plataforma tecnológica, que assegura:

- O cumprimento dos requisitos regulamentares;
- A caracterização da QEE na rede de distribuição, suportando a implementação de ações de melhoria contínua;
- A identificação do impacto de eventuais perturbações de tensão.

Neste ponto, referente à vertente QEE, é apresentada informação sobre o programa de monitorização, nomeadamente quanto à execução do Plano de Monitorização da QEE durante o ano de 2022, sobre os resultados das monitorizações efetuadas de acordo com o referido plano, bem como a análise dos principais resultados obtidos.

Decorrente da aplicação do RQS, em vigor no ano de submissão do plano, mais concretamente do Procedimento n.º 6 do MPQS, o plano de monitorização da QEE da RND prevê a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT, com um mínimo de 68 em monitorização permanente em 1 de janeiro de 2018. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente considera um acréscimo anual mínimo de 7. Nas subestações não abrangidas por este tipo de monitorização, a

monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

O mesmo procedimento estabelece que nos concelhos em que o operador da RND tenha também a concessão de ORD de BT, a monitorização da QEE deve ser efetuada num período máximo de quatro anos nos barramentos BT de, pelo menos, dois PTD de cada concelho, através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

Neste contexto, a E-REDES assegura a execução de um plano bianual de monitorização de um conjunto de pontos selecionados da rede de distribuição. A seleção dos pontos teve em consideração, nomeadamente, uma distribuição geográfica equilibrada, bem como a identificação dos clientes mais suscetíveis a variações da qualidade de tensão. Desta forma, são analisadas as características de tensão registadas durante as campanhas de monitorização de acordo com o estipulado pela norma NP EN 50160.

Nos termos estabelecidos nos referidos RQS e MPQS, a E-REDES definiu e enviou à ERSE o Plano de Monitorização da QEE para o biénio 2022-2023, identificando os PTD e as subestações AT/MT a monitorizar em regime temporário ou permanente, bem como os respetivos critérios de seleção considerados. O referido plano de monitorização encontra-se disponível na página da E-REDES<sup>7</sup>.

#### 3.4.1. Plano de monitorização da QEE

Durante o ano de 2022, foram monitorizadas as seguintes instalações, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, definido para a RND em MT e rede de distribuição em BT, para o biénio 2022-2023:

- 30 subestações AT/MT (48 barramentos MT), em monitorização periódica - anual;
- 96 subestações AT/MT (154 barramentos MT), em monitorização permanente;
- 168 PTD, em monitorização periódica - trimestral.

Na caracterização do grau de cumprimento da execução do plano, no período em análise, destacam-se as seguintes conclusões:

- cumprimento do número total de monitorizações previstas, para subestações AT/MT e PTD;

---

<sup>7</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

- todos os pontos de medida respeitaram o respetivo tempo máximo de não medição estipulado.

Considerando que num período máximo de 4 anos deve ser efetuada a monitorização da QEE nos barramentos BT de, pelo menos, 2 PTD de cada concelho (total de 278 concelhos em Portugal continental), os 168 PTD monitorizados no primeiro ano de vigência deste plano bianual de monitorização estão alinhados com o universo regulamentar previsto para os 4 anos: 2022-2025.

Tendo por base o universo global de subestações AT/MT em exploração em 2022, estiveram em monitorização periódica anual cerca de 8% de subestações e cerca de 24% em monitorização permanente, num total de 32%.

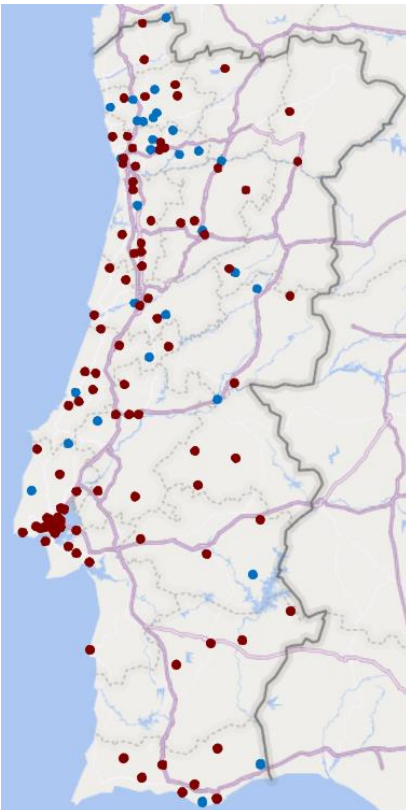
NUTS III	Subestação		NUTS III	Subestação	
Alto Minho	Mogueiras		Médio Tejo	Entroncamento	
	Troviscoso			Ourém	
	Roussas			Serrada Grande	
Cávado	Lijó		Vila Moreira	Oeste	Pracana
	São Martinho de Dume		Alcobaça		
	Amareis		Cela		
	Fonte Boa		Lourinhã		
Penide	Merceana				
Ave	Canicada		Cadaval	Lezíria do Tejo	Casal da Areia
	Ermal		Benavente		
	Pevidém		Coruche		
	Requião		Alcanede		
Alto Tâmega	Ruivães		Alto Alentejo	Alter do Chão	
	São João de Ponte			Maranhão	
Terras de Trás-os-Montes	Morgade		Área Metropolitana de Lisboa	Ponte Sor	
Tâmega e Sousa	Mirandela			Alto do Lumiar	
	Bustelo			Areias	
	Lousada			Arroja	
	Santiago de Subarrifana			Barcarena	
	Carneiro			Boavista	
	Felgueiras			Camarate	
Área Metropolitana do Porto	Marco de Canaveses			Caneças	
	Paços de Ferreira			Cascais	
	Alfena			Costa da Caparica	
	Feira			Expo Norte	
	Jovim			Luz	
	Lapa			Marvila	
	Mindelo			Mercado	
	Muro			Parque	
	Sanguedo			Povoa	
	Santa Marinha			Quinta do Anjo	
Região de Aveiro	Campo Alegre			Santa Marta	
	Oliveira de Azeméis			São Francisco	
	Rebordosa			São Marcos	
	Agueda			Terroa	
	Barró			Venteira	
	Esgueira			Vila Chã	
Douro	Mogofores			Telheiro	
	Oliveira do Bairro			Borba	
	Sever do Vouga			Évora	
	Açoreira			Vendas Novas	
Viseu Dão-Lafões	Lamego		Reguengos de Monsaraz		
	Vila da Rua		Monte Feio		
	Varosa		Aljustrel		
	Gumie		Amareleja		
Beiras e Serra da Estrela	Viseu		Beja		
	Vouzela		Brinches		
	Orgens		Cachopo		
Região de Coimbra	Seia		Loulé		
	Sabugueiro		Monchique		
	Várzea		Olhão		
	Antanhol		São Bartolomeu		
	Cantanhede		Messines		
	Corrente		Silves		
	Gala		Vilamoura B		
	Mira		Castro Marim		
	Miranda do Corvo		Faro		
	Lousã				
Beira Baixa	Taveiro				
	Meimoa				
Região de Leiria	Vila Velha de Rodão				
	Louriçal				
	Marinha Grande				
	Parceiros				
	Pedrogão				
	Pombal				
São Jorge					
Alvaiázere					

Gráfico 3.27 - Subestações AT/MT com monitorização da QEE em 2022

### 3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT

Os resultados das monitorizações efetuadas, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, em subestações da rede de distribuição, encontram-se disponíveis na página da E-REDES<sup>8</sup>.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a qualidade de energia observada nos pontos de medida, salientando-se a alta percentagem de valores conformes.

<sup>8</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

### 3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão

Para avaliação das características de tensão, em regime permanente, foram considerados todos os registos de tensão, efetuados em intervalos de 10 minutos (10 segundos no caso da frequência), com as seguintes exceções:

- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, na avaliação do valor eficaz da tensão;
- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, cavas de tensão ou sobretensões na avaliação das restantes características de tensão (tremulação ou *flicker*, desequilíbrio de tensões, frequência fundamental e distorção harmónica).

Tendo em consideração os dados registados nos 202 barramentos MT monitorizados, num total de 10.239 semanas analisadas, é apresentada no Gráfico 3.28 uma análise evolutiva, para o período 2021-2022, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT, alvo de monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2022, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, passou de 89 para 96.

Da análise do gráfico conclui-se que, para 2022 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 202 barramentos MT das 126 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 0,02% na tremulação/*flicker* e 0,64% na distorção harmónica de tensão.

Em 2022, o valor eficaz da tensão, o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Nas restantes características de tensão, continuou a registar-se uma percentagem de conformidade próxima de 100%.

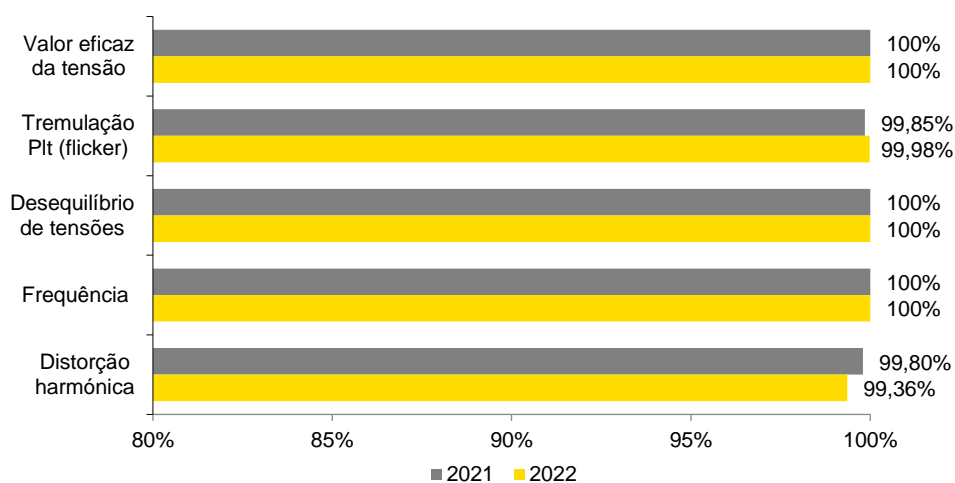


Gráfico 3.28 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos MT no período 2021-2022

### 3.4.2.2. Eventos de tensão

Tendo em consideração os eventos de tensão registados nos 202 barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise sobre cavas de tensão e sobretensões.

Na análise comparativa com 2021, no que diz respeito à caracterização de cavas de tensão e sobretensões, é de notar que o universo de subestações AT/MT, com monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2022, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, registou um acréscimo de 7, passando a ser de 96.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica, previsto na EN 61000-4-30, e temporal de 3 minutos, de acordo com o proposto pela norma NP EN 50160. Foi também seguida a recomendação da norma NP EN 50160 de que, nas redes MT, devem ser analisadas as tensões fase-fase.

Na Tabela 3.12 e no Gráfico 3.29 é apresentado o número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual $u$ (%)	Duração $t$ (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	39,3	4,0	3,1	0,2	0,0
$80 > u \geq 70$	11,2	1,6	1,7	0,1	0,0
$70 > u \geq 40$	10,9	2,7	1,1	0,1	0,0
$40 > u \geq 5$	3,0	1,3	0,3	0,0	0,0
$5 > u$	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.12 – Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2022

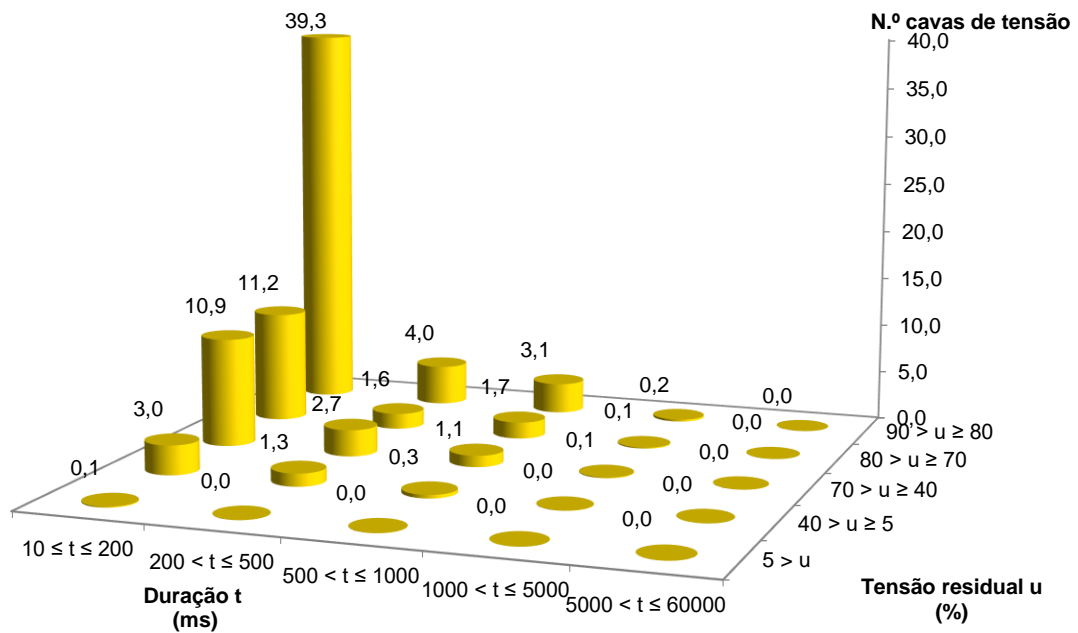


Gráfico 3.29 - N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2022

No Gráfico 3.30 é apresentada a evolução, para o período 2021-2022, do número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado.

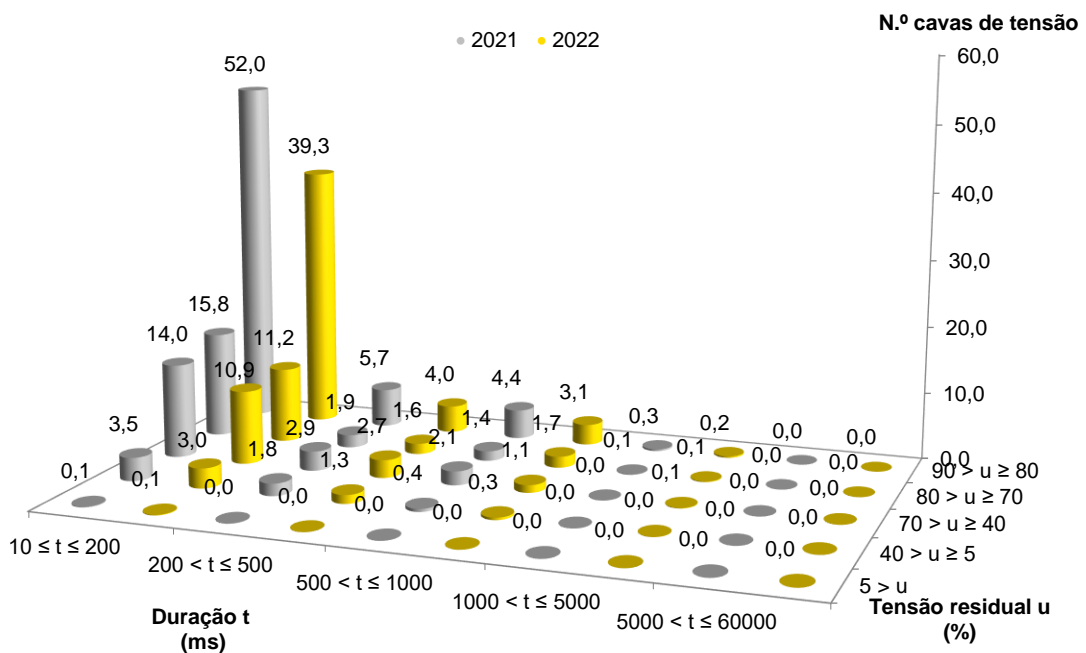


Gráfico 3.30 - Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2021-2022

Salienta-se que, do total de cavas de tensão registadas, cerca de 90% em 2021 e cerca de 89% em 2022 teve uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Na Tabela 3.13 e no Gráfico 3.31 é apresentado o número médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão de incremento $u$ (%)	Duração $t$ (ms)		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u \geq 120$	0,0	0,0	0,0
$120 > u > 110$	0,1	0,0	0,0

Tabela 3.13 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2022

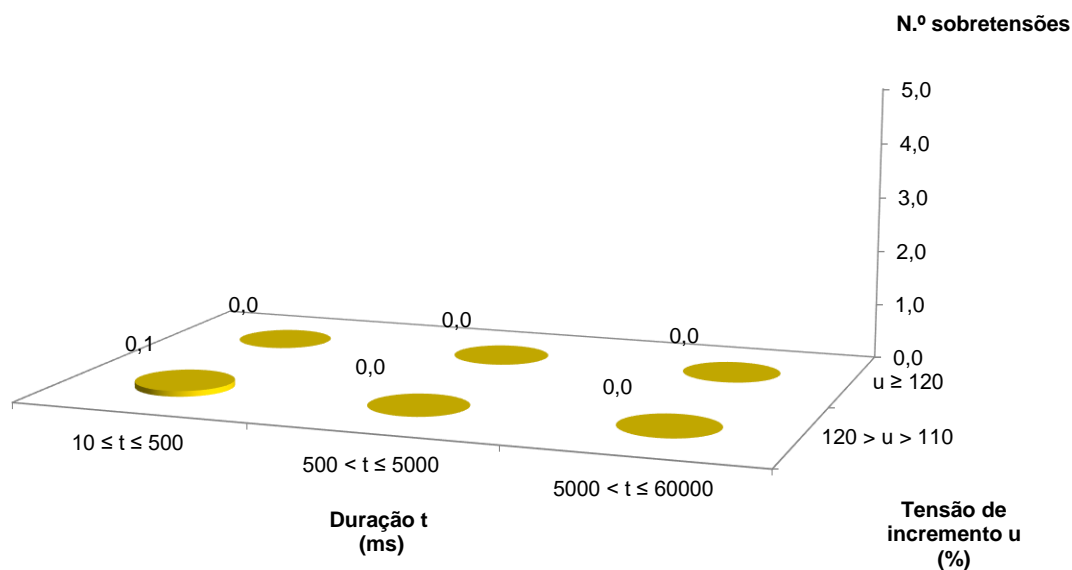


Gráfico 3.31 - N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2022

Salienta-se, tal como em 2021, o reduzido número médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado.

### 3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição

Os resultados das monitorizações efetuadas em PTD, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, encontram-se disponíveis na página da E-REDES<sup>9</sup>.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE registada nos pontos de medida, salientando-se a alta percentagem de valores conformes.

Tal como na análise dos resultados obtidos em subestações AT/MT, para a avaliação das características de tensão, em regime permanente, foram considerados todos os registos de tensão, efetuados em intervalos de 10 minutos (10 segundos no caso da frequência), com as seguintes exceções:

<sup>9</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>



- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, na avaliação do valor eficaz da tensão;
- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, cavas de tensão ou sobretensões, na avaliação das restantes características de tensão (tremulação/*flicker*, desequilíbrio de tensões, frequência fundamental e distorção harmónica).

Considerando os dados registados nos 168 barramentos BT monitorizados, num total de 1.999 semanas analisadas, é apresentada, no Gráfico 3.32, uma análise evolutiva, para o período 2021-2022, da conformidade de tensão em barramentos BT. De notar que o universo de PTD alvo de monitorização periódica varia em cada ano.

Da análise do referido gráfico conclui-se que, para 2022 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 168 barramentos BT monitorizados apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 2,25% de semanas não conformes no valor eficaz de tensão, 0,95% na tremulação/*flicker* e 0,55% na distorção harmónica de tensão.

Comparativamente a 2021, em 2022 o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Relativamente às restantes características de tensão, todas registaram um nível de conformidade em linha com o registado no ano anterior, embora com um ligeiro aumento no valor eficaz da tensão e na tremulação/*flicker* e uma ligeira redução na distorção harmónica.

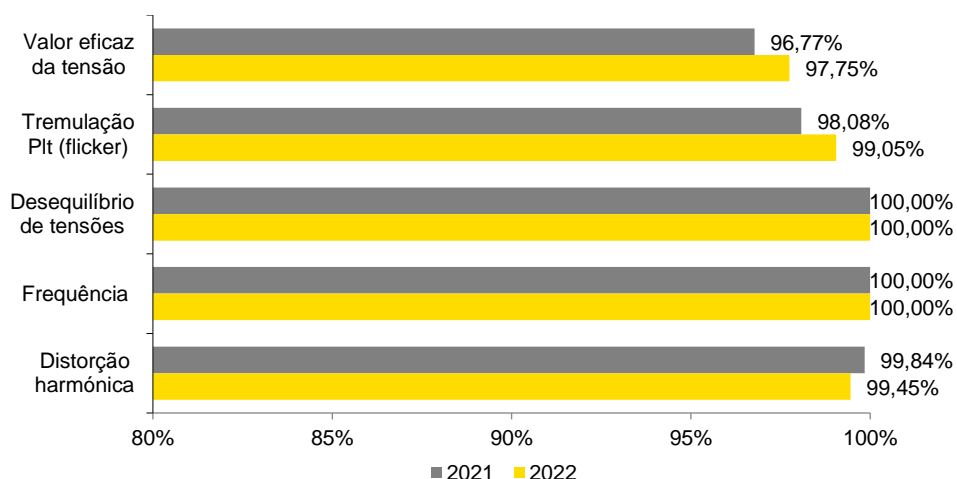


Gráfico 3.32 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos BT no período 2021-2022

#### 3.4.4. Ações de melhoria da QEE

As situações de não conformidade detetadas no decurso das ações de monitorização da QEE foram objeto de acompanhamento e análise dedicada, tendo,

sempre que aplicável, desencadeado a adoção de medidas para garantir a conformidade das características da tensão.

#### 3.4.4.1. Subestações AT/MT

Ao nível dos barramentos MT, apenas se verificaram situações pontuais de não conformidade na tremulação/*flicker* e na distorção harmónica de tensão.

Relativamente à tremulação/*flicker*, tratou-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância.

Quanto à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas às 5.<sup>a</sup>, 6.<sup>a</sup>, 8.<sup>a</sup>, 12.<sup>a</sup> harmónicas e distorção harmónica total (THD) de tensão. Relativamente à 12.<sup>a</sup> harmónica de tensão, tratou-se de situação pontual que motivou maior vigilância. Nos restantes casos, tratou-se de situações que motivaram maior vigilância e realização de estudos mais aprofundados, caso a caso.

#### 3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição

No caso particular das não conformidades no valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, todas as situações detetadas foram objeto de estudo e desencadearam, sempre que aplicável, medidas corretivas adequadas.

No que diz respeito à tremulação/*flicker*, verificou-se dois casos que motivaram maior vigilância e realização de estudo mais aprofundado. Nos restantes casos, as não conformidades verificadas correspondem a situações pontuais associadas a variações rápidas de tensão, dentro dos limites regulamentares, cujo valor da tensão residual não é suficientemente baixo para que seja registada cava de tensão.

Quanto à distorção harmónica, tratou-se de situações associadas às 5.<sup>a</sup>, 6.<sup>a</sup>, 8.<sup>a</sup> harmónicas e THD de tensão, que motivaram maior vigilância e realização de estudos mais aprofundados, caso a caso.

### 3.5. Principais conclusões

Os indicadores de continuidade de serviço apurados para as redes elétricas de distribuição em 2022 traduzem um ligeiro aumento relativamente ao último ano, mantendo-se a tendência de melhoria continua.

Após um início de ano extremamente positivo, com resultados históricos no primeiro semestre para a maioria dos indicadores de continuidade de serviço, foi no segundo semestre que se verificou um ligeiro aumento dos mesmos.

Estes resultados foram influenciados pelo incidente registado no Posto de Corte de AT de Trajouce, ocorrido a 8 de julho, onde se verificou o rebentamento de um Transformador de Corrente. Provocou a interrupção da continuidade de serviço em 11 subestações AT/MT, com uma afetação de cerca de 190 mil clientes, tendo tido um impacto significativo nos principais indicadores de continuidade de serviço.

Apesar das condições climatéricas adversas verificadas no 4º trimestre, foi possível atingir um TIEPI MT de 52 minutos.

Os resultados obtidos em 2022 ao nível dos indicadores SAIDI MT e SAIDI BT, que traduzem a duração total acumulada média anual, das interrupções com duração superior a 3 minutos, por ponto de entrega, das redes MT e BT, apresentam dois cenários distintos, com valores totais de cerca de 67 e 75 minutos, respetivamente. À semelhança do TIEPI MT, o indicador SAIDI MT apresentou um ligeiro aumento face a 2021, enquanto o indicador SAIDI BT, que caracteriza a alimentação à generalidade dos clientes, registou uma ligeira diminuição de aproximadamente 2%.

Os indicadores SAIFI MT e SAIFI BT, que traduzem a frequência média anual das interrupções com duração superior a 3 minutos, por ponto de entrega, das redes MT e BT, e o indicador MAIFI MT, equivalente ao SAIFI MT para interrupções breves, estão na sua maioria em linha com o aumento evidenciado anteriormente, com valores de SAIFI MT, SAIFI BT e MAIFI MT de 1,70, 1,61 e 8,37 interrupções, respetivamente. Saliencia-se o facto de o indicador MAIFI MT ter atingido o melhor resultado de sempre registado pela E-REDES.

Na vertente da qualidade de energia elétrica os principais resultados do plano bianual de monitorização 2022-2023, executado em 2022, em subestações AT/MT e em Postos de Transformação de Distribuição (PTD), permitem concluir que, de um modo geral, a tensão nos pontos monitorizados da rede operada pela E-REDES, cumpre os requisitos da regulamentação em vigor, em particular a norma NP EN 50160.



---

# 04 | Qualidade de Serviço Comercial.



## 4. Qualidade de Serviço Comercial

Os indicadores de qualidade de serviço objeto de análise neste capítulo referem-se aos serviços comerciais prestados pela E-REDES aos seus clientes.

O RQS estabelece, para a observação da qualidade de serviço deste âmbito, dois tipos de indicadores – gerais e individuais – em que os primeiros caracterizam o desempenho global do ORD, relativamente a um determinado aspeto do relacionamento comercial, enquanto os indicadores individuais correspondem ao desempenho do operador face a cada cliente individualmente considerado.

Na Tabela 4.1 constam os valores dos indicadores gerais verificados no ano de 2022 e os respetivos padrões.

Embora os centros de atendimento sejam objeto de avaliação centro a centro, como tal, não existindo um padrão, apresenta-se na Tabela 4.1 o valor de 91% para o indicador geral de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. Este valor traduz o facto de nos 6 centros de atendimento objeto de monitorização os atendimentos terem, na sua grande maioria, sido realizados com um tempo de espera até 20 minutos, correspondendo, no entanto, a uma descida de 4 p.p. face a 2021, justificada pelo aumento de 27% nos atendimentos face a 2021 e pelo encerramento temporário do Ponto de Atendimento da Maia por necessidade de mudança de instalações, o que criou pressão no volume de atendimentos nos centros de atendimento mais próximos.

Relativamente ao atendimento telefónico para comunicação de avarias, o valor do indicador geral foi fortemente afetado pelo mês de dezembro, devido ao mau tempo verificado, com influência no elevado número de chamadas registadas. Ainda assim, em 2022, 86% dos atendimentos de avarias foram realizados com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos, valor acima do padrão regulatório, impulsionado pela excecionalidade dos eventos dos dias 7, 8 e 11 a 13 de dezembro de acordo com a aprovação da ERSE.

Por sua vez, no atendimento telefónico comercial apenas 68% dos atendimentos foram realizados com tempos de espera inferior ou igual a 60 segundos, decorrente essencialmente da necessidade de desviar capacidade para dar resposta a picos de procura na linha de avarias, especialmente nos meses de inverno.

Relativamente à resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito à E-REDES, a performance atingiu um nível de excelência, com 99% dos pedidos a serem respondidos dentro do prazo.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2022 (%)
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>20 minutos</b> , nos centros de atendimento	NA	91
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>60 segundos</b> , no atendimento telefónico para comunicação de avarias	85	86
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a <b>60 segundos</b> , no atendimento telefónico comercial	85	68
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito e respondidos até <b>15 dias úteis</b>	90	99
Percentagem de leituras locais com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a <b>96 dias</b>	92	84

Tabela 4.1 - Indicadores gerais de qualidade de serviço de âmbito comercial (NA – Não Aplicável)

No que se refere aos indicadores individuais (Tabela 4.2), nos termos do estabelecido no RQS, o incumprimento de um indicador dá origem, no caso do incumprimento ser da responsabilidade do ORD, a que este pague uma compensação ao cliente. Em determinadas situações, se o incumprimento verificado for imputável ao cliente, haverá lugar ao pagamento, deste ao operador, de um montante nos termos definidos pelo RQS.

Indicador Individual	Padrão
<b>Ligações às redes</b>	Prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação
<b>Ativações</b>	Serviços de ligação: 15 d.u. Construção: BT- 30 d.u., MT – 120 d.u.
<b>Desativações</b>	Disponibilidade de agenda para atuação no local de consumo
<b>Reclamações</b>	3 d.u. seguintes ao momento do agendamento
<b>Visitas Combinadas</b>	Tempo de resposta a reclamações
<b>Assistências Técnicas</b>	15 d.u.
<b>Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente</b>	Intervalo combinado para visita
	2h30min
	Prazo para chegada à instalação do cliente
	Clientes prioritários: 2h Restantes clientes: 4h
	Prazo para chegada à instalação do cliente
	Clientes BTN: 12h Restantes clientes: 8h Urgente: 4h

Tabela 4.2 - Indicadores individuais de qualidade de serviço de âmbito comercial (d.u. – dias úteis)

Nos pontos seguintes apresentam-se os valores dos indicadores obtidos no ano de 2022, sendo estes os que o regulamento estabelece como objeto de monitorização. No Capítulo 6, ponto 6.2, é feita a análise dos incumprimentos do ORD em termos dos vários indicadores individuais e dos valores das compensações pagas.

#### 4.1. Meios de atendimento

A E-REDES disponibiliza aos seus clientes diversos meios de atendimento, nomeadamente por escrito, presencial (em pontos de atendimento), telefónico e digital (Balcão Digital, App E-REDES Digital e WhatsApp).

##### 4.1.1. Atendimento presencial

O RQS estabelece que o operador da rede de distribuição deve, em cada ano, informar o desempenho, em termos do atendimento, nos seus centros de atendimento presencial.

Esta análise é feita individualmente para os centros de atendimento que, no seu conjunto, tenham representado no ano anterior pelo menos 40% dos atendimentos realizados e é aferido através de um indicador geral, sem padrão, calculado pelo quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera<sup>10</sup> inferior ou igual a 20 minutos e o número total de atendimentos, incluindo as desistências dos utilizadores do serviço com tempo de espera superior a 20 minutos.

Os números que a seguir se apresentam referem-se aos pontos de atendimento que foram objeto de monitorização, para efeitos de RQS, entre 1 de janeiro e 31 de dezembro, nomeadamente Porto, Loures, Lisboa, Maia, Sintra e Viseu. Nestes pontos foram realizados cerca de 72 mil atendimentos durante o período referido acima, correspondentes a 39,1% do total de 185 mil atendimentos registados em todos os pontos de atendimento em 2022.

O total de atendimentos em 2022 (185 mil atendimento), corresponde a uma subida de 27% face ao número de atendimentos em 2021.

Nos seis pontos de atendimento monitorizados, registou-se um Tempo Médio de Espera (TME) de 5,9 minutos para os atendimentos realizados, valor este que se situa 58% acima do TME registado em 2021 (3,7 minutos). Se se considerarem as desistências dos utilizadores, o TME registou um valor de 6,2 minutos, que se compara com 3,9 minutos em 2021. Em aproximadamente 91% dos atendimentos, o tempo de espera foi inferior ou igual a 20 minutos, o que representa uma descida de 4 p.p. face a 2021. No Gráfico 4.1 observa-se o desempenho obtido para cada um dos cinco pontos de atendimento monitorizados.

---

<sup>10</sup> Medido pelo intervalo de tempo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.



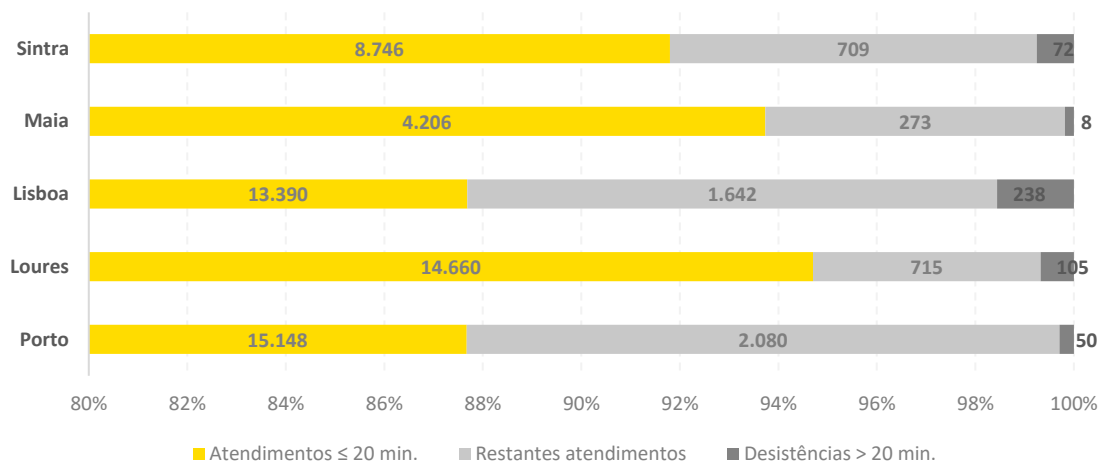


Gráfico 4.1 – Desempenho dos pontos de atendimento monitorizados.

#### 4.1.2. Atendimento telefónico

A E-REDES, enquanto operador da rede, possui três números telefónicos que permitem a comunicação de leituras dos equipamentos de medição, a comunicação de avarias e o atendimento comercial.

A comunicação de leituras é realizada através de um sistema automático de atendimento (Interactive Voice Response, IVR).

O atendimento telefónico para a comunicação de avarias é avaliado através de um indicador geral referente ao tempo de espera e tem associado um padrão que estabelece que 85% das chamadas recebidas nesta linha telefónica devem ter um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. No cálculo do indicador não são consideradas as desistências com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos e a soma do número total de chamadas atendidas com as desistências com tempo de espera superior a 60 segundos.

Da leitura do Gráfico 4.2 observa-se que, em 2022, o indicador geral registou o valor de 86%, em aproximadamente 730 mil chamadas recebidas, o que representa uma subida de 8 p.p. face a 2021. Nos três primeiros trimestres, o indicador geral manteve-se acima do padrão de 85% (91% no primeiro trimestre e 89% nos segundo e terceiro trimestres), tendo-se registado um valor de 79% no quarto trimestre. O quarto trimestre foi fortemente impactado pelas condições atmosféricas, com as tempestades de início de dezembro a contribuírem para que o resultado de dezembro se fixasse nos 67% - 86% em outubro e 85% em novembro.

O mau tempo no início de dezembro, originou uma grande concentração de chamadas em períodos relativamente curtos e um número de chamadas 14% superior à média dos restantes 11 meses do ano.

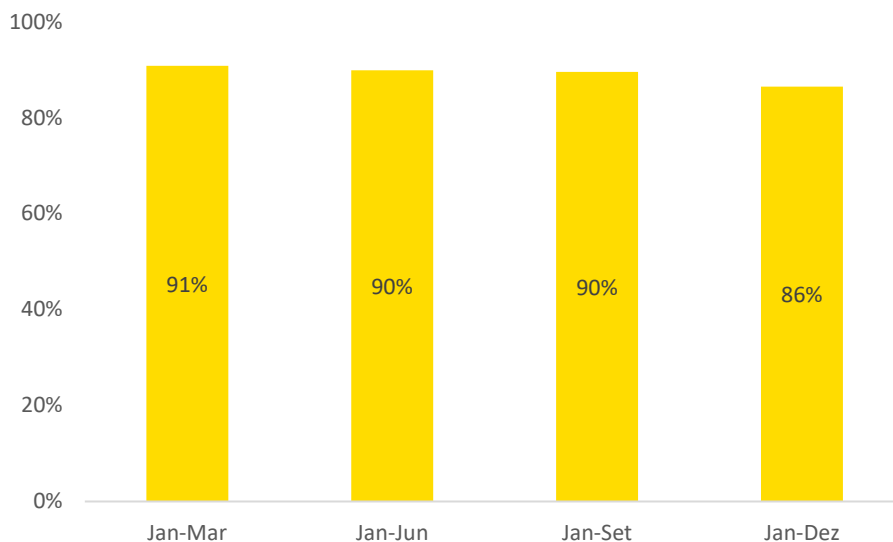


Gráfico 4.2 – Atendimento telefónico para comunicação de avarias – acumulado (%).

A linha do atendimento comercial destina-se ao tratamento de questões comerciais inerentes à atividade do ORD, em particular as ligações às redes.

O atendimento telefónico na linha comercial da E-REDES é avaliado por um indicador geral relativo ao tempo de espera, que tem associado um padrão que estabelece que 85% das chamadas recebidas nesta linha telefónica devem ter um tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos. No cálculo do indicador não são consideradas as desistências com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos e a soma do número total de chamadas atendidas com as desistências com tempo de espera superior a 60 segundos.

No Gráfico 4.3 observa-se que, em 2022, o indicador se situou nos 68%, para aproximadamente 1,3 milhões de chamadas recebidas, registando uma subida de 3 p.p. relativamente ao valor de 2021, valor ainda abaixo do padrão de 85%.

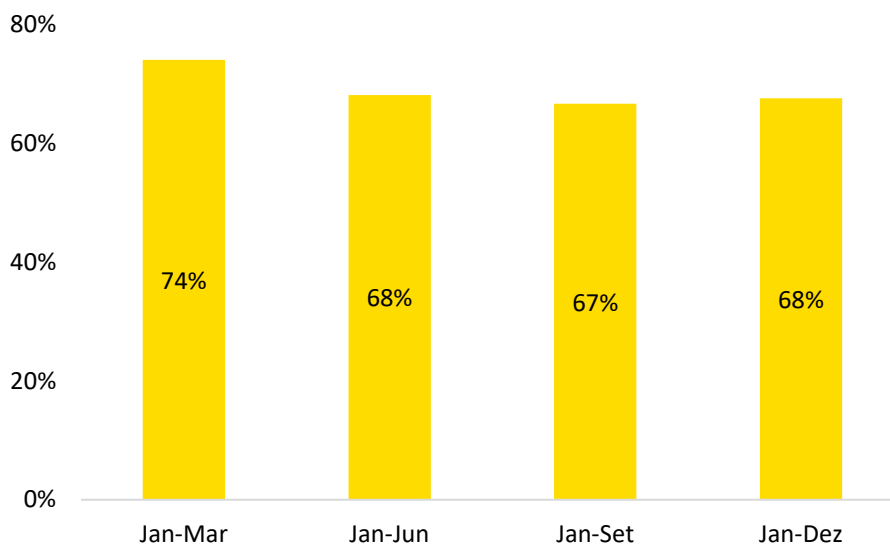


Gráfico 4.3 – Atendimento telefónico comercial – acumulado (%).

O ano de 2022 foi marcado por diversas ocorrências, com o desempenho do atendimento telefónico a ser fortemente afetado:

O início do ano de 2022 decorreu ainda em contexto pandémico da COVID-19, tendo sido marcado por surtos e ausências por apoio à família durante o primeiro trimestre, com maior incidência entre os meses de janeiro e fevereiro. Durante todo o ano, a realidade de teletrabalho e modelo híbrido impactou também na performance do atendimento telefónico, nomeadamente em indicadores como o tempo médio de atendimento, com consequência nas taxas de atendimento.

A partir do primeiro trimestre, verificaram-se eventos com consequências expressivas no volume de chamadas e posteriormente nos indicadores de atendimento:

- Aumento muito substancial do volume de chamadas durante o mês de março devido à intensificação das campanhas de substituição de equipamentos e da retoma das interrupções por falta de acesso ao equipamento, o que gerou muitas chamadas na linha de apoio ao cliente, com uma variação de sensivelmente +20% de chamadas por mês face à média registada até então;
- Aumento do volume de chamadas em eventos atípicos durante os meses i) junho e julho – incêndios e condições meteorológicas atípicas com impacto muito expressivo, com registo de vários dias a receber sucessivamente 40 a 50% de chamadas acima do previsto; ii) novembro e dezembro - intempéries e tempestades, também com registo sucessivo de chamadas entre 200 a 300% acima das previsões.

Em 2022, em aproximadamente 34 mil situações, os clientes optaram por deixar o seu contacto, identificação e qual a finalidade da chamada para posterior contacto por parte do ORD (no âmbito do Regime Jurídico dos *Call Centers* – Decreto-Lei n.º 134/2009). Destas, apenas 0,16% das chamadas não foram devolvidas dentro do prazo de 2 dias úteis estabelecido pela legislação. O tempo médio do contacto posterior foi de 1,02 dias úteis. Estes valores são em tudo semelhantes a 2021, registando-se uma descida em 0,19 dias úteis no tempo médio do contacto posterior.

#### 4.2. Pedidos de informação e reclamações

Todos os pedidos de informação e reclamações apresentados ao ORD pelos clientes são objeto de resposta.

##### 4.2.1. Pedidos de informação

O RQS consagra obrigações específicas para o tratamento de Pedidos de Informação (PI) apresentados por escrito, sendo o desempenho do ORD avaliado através de um indicador geral de qualidade do serviço, com um padrão que define que 90% dos PI apresentados por escrito devem ser respondidos até 15 dias úteis.

A evolução deste indicador no ano de 2022, observada no Gráfico 4.4, espelha uma performance excelente neste capítulo. Foram recebidos 110 mil PI escritos (7,2% acima do valor de 2021), tendo o indicador registado o valor de 99,4%, 4 p.p. acima do valor atingido em 2021 e 9 p.p. acima do padrão.

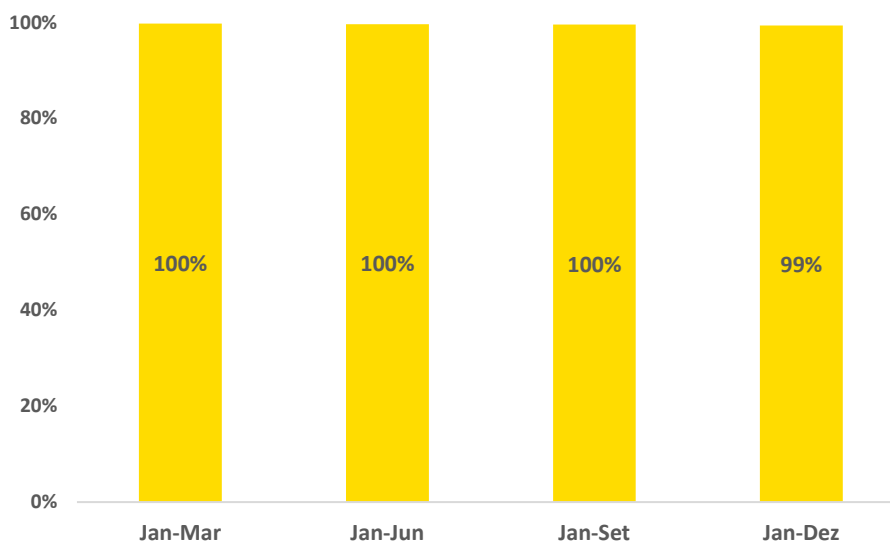


Gráfico 4.4 – PI apresentados por escrito – acumulado (%).

Os PI apresentados através de contacto telefónico devem ser respondidos de imediato ou, se tal não for possível, deve ser dada resposta no prazo máximo de 3 dias úteis a contar da data do contacto inicial do cliente<sup>11</sup>.

Dada a especificidade da atividade do ORD, os PI apresentados através dos canais de contacto próprios, exigem, por vezes, para a formulação de uma resposta completa ao cliente, a interação com áreas mais operacionais da empresa, o que pode dificultar o cumprimento do prazo de três dias úteis. Em 2022, a não observação deste prazo ocorreu em 2,0% do total de PI entrados por este meio de contacto, o que corresponde a 22.074 contactos.

A média mensal de pedidos formulados por contacto telefónico foi de 90.202, que contrasta com a média mensal de 78.737 pedidos registada em 2021, que corresponde a uma subida de 14,6% e a um total de 1.082.433 PI entrados. O tempo médio de resposta a estes pedidos foi de 0,25 dias úteis, face aos 1,17 dias úteis em 2021.

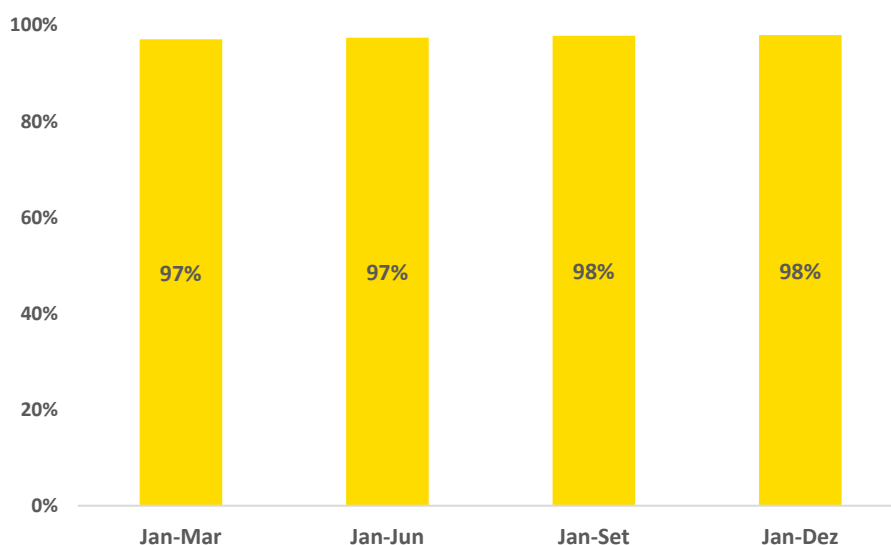


Gráfico 4.5 – PI telefónicos – acumulado (%).

Detalhando a análise por trimestre, verifica-se que o número de PI entrados foi superior nos terceiro e quarto trimestres face aos dois primeiros trimestres, tendo-se registado uma evolução positiva com a descida do tempo médio de resposta ao longo do ano.

<sup>11</sup> Ao abrigo do Regime Jurídico dos *Call Centers* (Decreto-Lei n.º 134/2009).

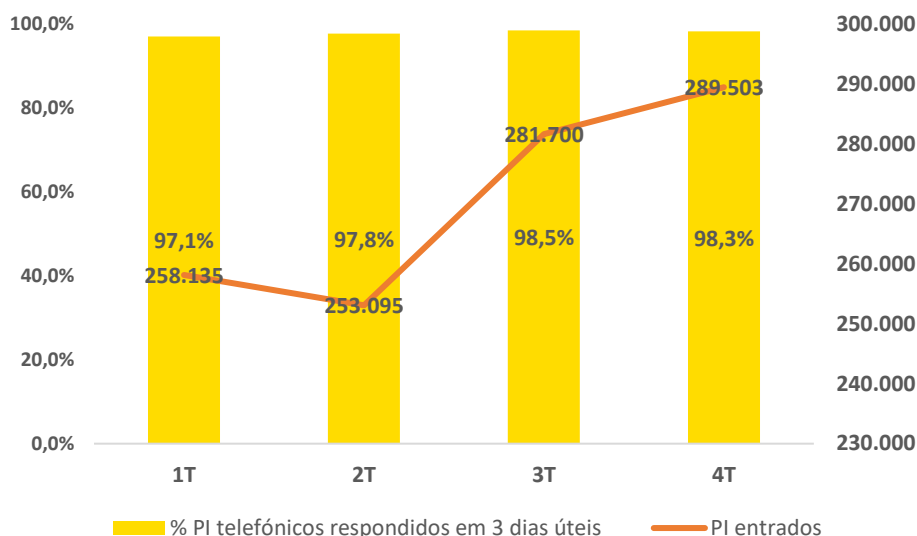


Gráfico 4.6 – PI telefónicos – trimestral.

#### 4.2.2. Reclamações

A resposta a reclamações apresentadas pelos clientes é avaliada através de um indicador individual referente ao prazo máximo de resposta que, no caso do ORD, deve ser de 15 dias úteis.

O não cumprimento deste prazo, ou o não envio de uma resposta intercalar informando o reclamante das diligências que estão a ser efetuadas, dá ao cliente o direito a receber uma compensação.

Em 2022 foram recebidas cerca de 43 mil reclamações, um registo 30% abaixo do número de reclamações registadas em 2021, resultado de diversas iniciativas de melhorias processuais que foram implementadas ao longo do ano.

Os cinco temas com maior número de reclamações em 2022 estão relacionados com prejuízos, redes e infraestruturas, ordens de trabalho, leituras e equipamentos e fraudes e furtos. O número de reclamações entradas foi distribuído equitativamente pelos trimestres.

Destacam-se duas iniciativas, começadas em 2022, que contribuíram para a redução do número de reclamações. Em fevereiro de 2022 constituiu-se o Fórum Técnico-Comercial. Trata-se de um grupo de trabalho multidisciplinar que junta áreas técnicas e comerciais com o objetivo de redução de reclamações técnicas. As várias iniciativas em curso neste fórum visam o alinhamento e a melhoria da qualidade de

serviço técnico e a redução dos incidentes com impacto positivo na satisfação do cliente e redução de reclamações. A segunda iniciativa tem como objetivo a análise e acompanhamento de reclamações reincidentes que resultou num conjunto de melhorias ao processo de reclamações e partilha de melhores práticas que, a par com a melhoria no serviço ao cliente e nas operações, contribuiu para a redução de reclamações.

O tempo médio de resposta a reclamações foi de 7,2 dias úteis, evolução muito positiva face aos 8,2 dias úteis de 2021 e um valor bastante abaixo dos 15 dias úteis do prazo regulamentar. Não foram cumpridos os prazos de resposta ou de realização dos procedimentos previstos em 1.182 processos de reclamação.

Nos primeiros três trimestres, o tempo médio de resposta situou-se abaixo dos 7 dias úteis, tendo-se registado uma subida no último trimestre em resultado da complexidade das reclamações entradas, muito relacionadas com temas de avarias e prejuízos resultantes do mau tempo.

A melhoria do tempo médio de resposta, resulta de constantes revisões de procedimentos, formação e acompanhamento operacional, bem como de melhorias implementadas. Destacam-se o novo procedimento de regularização de danos da responsabilidade dos prestadores de serviços, que entrou em vigor em maio de 2022, que trouxe maior rapidez e equidade na regularização de danos aos nossos clientes, e a automatização da análise da tipologia de reclamações relacionada com prejuízos cujo objetivo são respostas mais rápidas e menos reincidências.

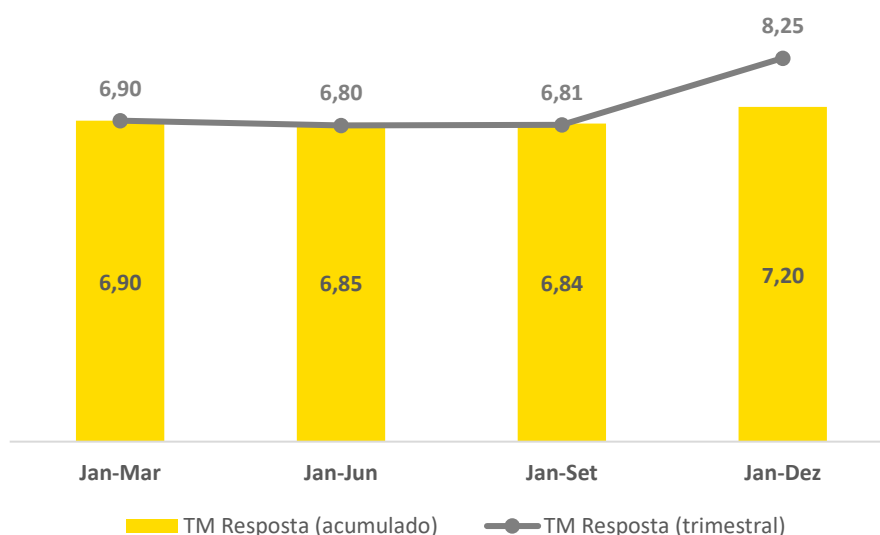


Gráfico 4.7 – Tempo média de resposta de reclamações – dias úteis.

### 4.3. Serviços

Enquanto operador de redes de distribuição e nos termos da regulamentação em vigor, a atividade da E-REDES inclui a prestação de serviços nas instalações, nomeadamente os respeitantes à ativação e desativação de fornecimento de energia e à leitura de equipamentos de medição. A análise da qualidade na prestação destes serviços é também objeto de monitorização no âmbito do RQS.

Em 2022 continuou a ser efetuada a análise da execução de outros serviços prestados pelo ORD que assentam na gestão de ordens de serviço criadas para acompanhar a realização das várias tarefas, nomeadamente daquelas que são necessárias para dar resposta a solicitações dos clientes.

#### 4.3.1. Ligações às redes

O incumprimento dos prazos definidos regulamentarmente para os serviços de ligação e para a construção dos elementos de ligação às redes confere ao requisitante o direito a uma compensação, cujo montante está estabelecido no RQS.

Assim, a não apresentação, por parte do ORD, de uma resposta ao requisitante de uma ligação, num prazo igual ou inferior a 15 dias úteis, com a informação referente à realização da ligação, ao seu traçado e ao orçamento para a execução, confere ao requisitante o direito a receber uma compensação.

Igualmente, quando haja lugar à construção de elementos de ligação, por parte do ORD, encontram-se estabelecidos regulamentarmente prazos a observar na construção: 30 dias para ligações BT e 120 dias para ligações MT com potência requisitada inferior a 2 MVA. O incumprimento desses prazos confere ao requisitante o direito a receber uma compensação.

Relativamente a pedidos de 2022, foram incumpridos os prazos de apresentação dos elementos para os serviços de ligação (Art.º 201.º) em 621 situações; e em 725 situações foram incumpridos os prazos para construção dos elementos de ligação às redes (Art.º 204.º). Estes valores representam uma melhoria significativa face a 2021, com o número de incumprimentos dos prazos de apresentação dos elementos para os serviços de ligação a diminuir 75% e o dos prazos para construção dos elementos de ligação às redes a diminuir 45%.

#### 4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento

Consideram-se ativações de fornecimento as operações, a realizar pelo operador da rede de distribuição, para o início do fornecimento a uma instalação de utilização que



não esteja a ser abastecida de energia na sequência da celebração de um contrato com um comercializador.

Este serviço já era acompanhado na anterior regulamentação através do apuramento de um indicador geral, sendo a partir de 2018 avaliado, caso a caso, a disponibilidade de agenda do ORD para a atuação, no local de consumo, necessária à ativação de fornecimentos em baixa tensão, envolvendo ações simples, em que a presença do cliente seja necessária.

O RQS acompanha também as situações de desativação em que, terminado um contrato de fornecimento, seja necessário que o cliente esteja presente aquando da atuação no local de consumo para efetivação da cessação do fornecimento.

Estes serviços são assim avaliados através de indicadores individuais que medem a disponibilidade de agenda que permita a marcação da visita combinada para a realização do serviço num dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento. Os incumprimentos, por parte do ORD, do prazo mencionado, conferem aos clientes o direito a receber uma compensação.

Os indicadores referidos aplicam-se às ativações ou desativações em baixa tensão que envolvam ações simples, tais como a instalação ou desinstalação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna e do dispositivo de controlo de potência. As situações em que o cliente indicou pretender uma data para ativação ou desativação com prazo superior a 3 dias úteis, não são consideradas no cálculo destes indicadores.

Em 2022 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.3 em termos de agendamentos de ativações e de desativações.

<b>Serviço</b>	<b>Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes</b>	<b>Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes por indisponibilidade do ORD</b>	<b>Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes a pedido expresso do cliente</b>
Ativações	64 759	4 466	163 889
Desativações	22 208	2 040	72 512

Tabela 4.3 – Agendamentos de ativações e desativações

Em 2022 foram concretizadas 226 197 ativações e 152 489 desativações, das quais cerca de 26% (+ 6 p.p. face a 2021) e 50% (+ 10 p.p. face a 2021), respetivamente, foram concretizadas remotamente, o que é manifestação da crescente utilização das

funcionalidades dos equipamentos de medição inteligentes (EMI) na execução destes serviços.

#### 4.3.3. Visita combinada

A visita combinada envolve a deslocação do ORD à instalação do cliente, num intervalo de tempo previamente acordado. Não são consideradas visitas combinadas as leituras em roteiro, nem as assistências técnicas.

A avaliação da qualidade do serviço prestado é feita através de um indicador individual referente ao cumprimento do intervalo de tempo de 2,5 horas acordado.

O não cumprimento, por parte do ORD, do intervalo de 2,5 horas para início da visita combinada confere ao cliente o direito a receber uma compensação.

Se se verificar que o cliente esteve ausente da instalação para a qual foi agendada a visita e o operador tenha estado no local, dentro do intervalo de tempo acordado, o ORD tem direito a uma compensação de valor igual à que tem que pagar aos clientes quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2022 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4 em termos das visitas combinadas. De um total de cerca de 1 milhão e 40 mil visitas inicialmente agendadas, 14,8% não foram realizadas por facto não imputável ao ORD. De referir que existiram visitas que, embora programadas em 2022, foram agendadas para 2023, no âmbito de iniciativas de duração prolongada lançadas pelo ORD, como seja a instalação de EMI.

Agendadas	Não realizadas por facto imputável ao ORD	Não realizadas por facto não imputável ao ORD	Realizadas no prazo	Realizadas fora do prazo
1 040 642	37 264	154 353	621 369	35 641

Tabela 4.4 – Visitas combinadas

O RQS consagra a possibilidade de os comercializadores e clientes poderem cancelar ou reagendar visitas até às 17.00 horas do dia útil anterior à data marcada, sem que haja lugar ao pagamento de qualquer compensação.

Assim, em 2022, foram canceladas ou reagendadas 102 523 visitas. Em 13 889 situações o cancelamento ou reagendamento foi efetuado após as 17.00 horas.

As visitas não realizadas dentro do prazo acordado, incluindo os cancelamentos ou reagendamentos efetuados após as 17.00 horas do dia útil anterior pelo ORD, atingiram o valor de 40 621 (cerca de 3,9% do total de visitas combinadas agendadas).

#### 4.3.4. Assistência técnica

A qualidade do serviço prestado na sequência da comunicação de uma avaria que origina uma deslocação à instalação do cliente é avaliada através de um indicador individual que mede o tempo de chegada do ORD à instalação, e que nos termos do RQS deve ser de 2 horas para os clientes prioritários e de 4 horas para os restantes clientes, independentemente da zona de qualidade de serviço.

O incumprimento por parte do ORD dos prazos mencionados confere aos clientes o direito a receber uma compensação.

Se a avaria se verificar na instalação de utilização do cliente, o operador tem direito a uma compensação de igual valor ao que tem de pagar quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2022 foram observadas as situações que constam na Tabela 4.5 em termos das assistências técnicas prestadas a clientes.

<b>Nº de comunicação de avarias nas instalações de clientes</b>	<b>Nº de assistências técnicas a clientes prioritários</b>	<b>Nº de assistências técnicas a clientes não prioritários</b>	<b>Nº de assistências técnicas a avarias nas instalações de clientes cuja responsabilidade não é do ORD</b>
544 121	85	144 485	48 464

Tabela 4.5 – Assistências técnicas

Em 2022 não foram cumpridos os prazos regulamentares para as assistências técnicas em 1 885 situações. De referir que, em média, o tempo de chegada ao local foi de 74 minutos.

O RQS estabelece a possibilidade de o cliente solicitar que a assistência técnica seja realizada fora do prazo previsto, passando a ser considerada como visita combinada. Em 2022 os clientes manifestaram indisponibilidade para receber a assistência técnica nos prazos regulamentares em 3 419 situações.

#### 4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN

A frequência da leitura dos equipamentos de medição em BTN é avaliada através de um indicador geral, com padrão, sendo consideradas quer as leituras recolhidas diretamente pelo ORD, quer as comunicadas pelos clientes ou comercializadores.

O padrão fixado para este indicador estabelece que 92% dos equipamentos de medição devem ser lidos com um intervalo entre leituras inferior ou igual a 96 dias, independentemente do grau de acessibilidade ao equipamento de medição.

No ano de 2022, a evolução do indicador relativo à frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN foi a que se observa no Gráfico 4.6. Este indicador é calculado pelo quociente entre o número de leituras locais realizadas com intervalo inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais efetuadas no período em análise.

O valor obtido ao longo de 2022 encontra-se em linha com o valor verificado em 2021 ano a partir do qual o método de cálculo deste indicador imposta pelo RQS, que passou a considerar apenas as leituras locais (leituras recolhidas presencialmente pelo ORD ou comunicadas pelos clientes). Com o crescente número de instalações BTN abrangidas por recolha remota de leituras, este indicador torna-se particularmente sensível à existência de instalações em que o acesso ao equipamento de medição se revele mais complexo (por exemplo, impossibilidade de acesso à instalação).

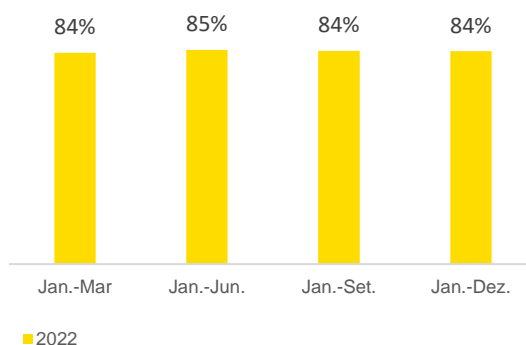


Gráfico 4.6 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%)

De referir que, mesmo entre as instalações BTN ainda não integradas em rede inteligente o número de leituras registado em 2022 (ORD e clientes/comercializadores) ascendeu a 296,2 milhões, 94% das quais foram obtidas por recurso à recolha remota<sup>12</sup>.

#### 4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

Ultrapassada a situação que esteve na origem de uma interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, o serviço de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos clientes é avaliado através do cumprimento dos seguintes padrões individuais de qualidade de serviço<sup>13</sup>:

- até 12 horas para os clientes BTN;

<sup>12</sup> No final de 2022, encontravam-se instalados 4.637.752 equipamentos de medição inteligente, em instalações BTN da E-REDES sendo que destas 3.444.316 já se encontravam integradas em redes inteligentes nos termos do Regulamento de Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

<sup>13</sup> Os prazos indicados só se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento envolveu apenas situações simples, tais como a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou da caixa de coluna.

- até oito horas para os restantes clientes;
- até quatro horas no caso em que os clientes paguem um preço regulado relativo ao restabelecimento urgente.

O incumprimento por parte do ORD dos prazos anteriormente mencionados confere aos clientes o direito a receber uma compensação.

Em 2022 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.6 em termos de restabelecimentos.

Realizados	Não realizados por facto imputável ao ORD	Não realizados por facto não imputável ao ORD	Realizados no prazo	Realizados fora do prazo
138 128	15	7 895	133 713	3 583

Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

Em 2022, dos cerca de 138 mil restabelecimentos realizados, não foi possível cumprir os prazos regulamentares para o restabelecimento do fornecimento em 3 583 situações. De referir que 37% (mais 11 p.p. face a 2021) dos restabelecimentos foram concretizados remotamente.



---

# 05 | Eventos Excepcionais.



## 5. Eventos Excepcionais

Nos termos do Artigo 9.º do RQS, a E-REDES deve caracterizar os eventos excepcionais ocorridos em cada ano. Seguidamente descrevem-se os principais eventos excepcionais classificados pela ERSE em 2022 e o seu impacto na qualidade de serviço – vertente técnica e comercial.

### 5.1. Temporal Região Sul

No dia 07 de dezembro de 2022, o estado do tempo em Portugal continental foi condicionado pela presença de uma depressão centrada a leste dos Açores, a qual induzia um fluxo de sudoeste sobre Portugal continental e que tinha associada linhas de instabilidade que deram origem a precipitação forte e trovoada. As consequências deste fenómeno atmosférico no território continental, começaram a ser sentidas através de precipitação intensa e continuada, acompanhadas de trovoada e pelo aumento da intensidade do vento a partir da tarde desse dia, prolongando-se durante as primeiras horas do dia 08 de dezembro de 2022.

A quantidade de precipitação ocorrida na região de Lisboa, e em relação ao valor diário, registou um novo máximo para o mês de dezembro nas estações meteorológicas automáticas do IPMA do Instituto Geofísico, de 83,3 mm, com um novo máximo de 78,9 mm na Estação da Gago Coutinho e um novo máximo de 51,4 mm na Estação de Almada P. da Rainha.

O impacto deste temporal foi mais acentuado nas regiões de Vale do Tejo, Área Metropolitana de Lisboa e região Sul do território continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram afetadas, registando-se um conjunto alargado de ocorrências nos diferentes níveis de tensão. Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 32 809 clientes.

#### 5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

O evento excepcional teve um impacto significativo na continuidade de serviço, conforme evidenciado pelos seguintes indicadores gerais, que caracterizam o evento.



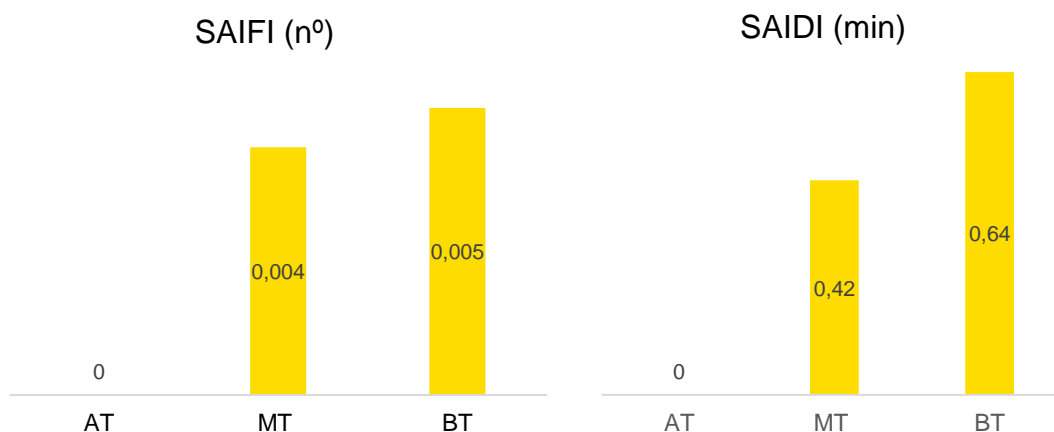


Gráfico 5.1 - Impacto do Temporal Região Sul, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 0,55 minutos e em 45,2 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0 e 0,03 interrupções em AT e MT, respetivamente.

#### 5.1.2. Impacto na QEE

Este tipo de ocorrência também tem um impacto significativo na qualidade de energia elétrica. Assim, registou-se um impacto relevante nas características de tensão nos pontos de medida em monitorização na área geográfica de impacto, tendo conduzido a um acentuado aumento na quantidade e severidade de cavas de tensão, durante este período excecional. O impacto individualizado por ponto de medida encontra-se disponível na página da E-REDES<sup>14</sup>.

Para o universo dos 110 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 0,67 cavas de tensão por barramento MT, durante o período do evento excecional. Na tabela e gráfico seguintes apresenta-se a respetiva classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual $u$ (%)	Duração $t$ (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$70 > u \geq 40$	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.1 - N° médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

<sup>14</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

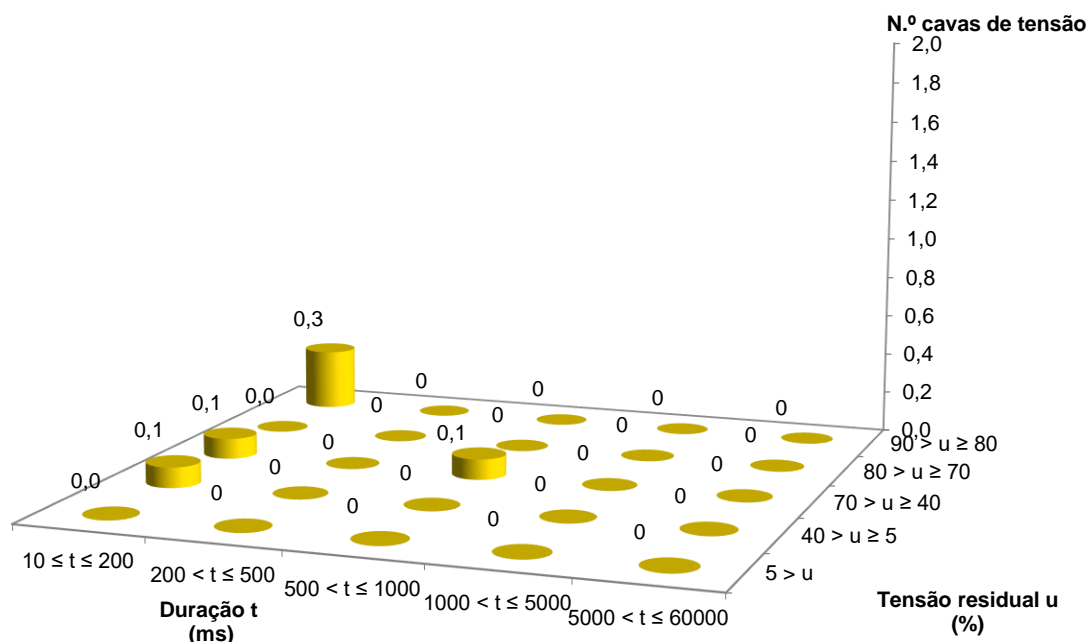


Gráfico 5.2 - N.º médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

### 5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este evento excecional também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 13 pedidos de assistência técnica.

A E-REDES solicitou igualmente a exclusão dos tempos de atendimento telefónico para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

### 5.2. Depressão *Efrain*

Em consequência do fenómeno atmosférico que começou a afetar Portugal continental no dia 11 de dezembro de 2022, o estado do tempo foi condicionado por um fluxo de sudoeste sobre Portugal continental, induzido pela depressão *Efrain*, que transportava uma massa de ar quente e com elevado conteúdo em vapor de água, com convecção embebida, provocando o agravamento das condições atmosféricas.

As consequências da depressão *Efrain* no território continental começaram a fazer-se sentir no dia 11 de dezembro de 2022, com maior impacto nas regiões de Lisboa e Vale do Tejo e na região Sul do país, através da forte precipitação, por vezes acompanhada de trovoada e pelo aumento da intensidade do vento, com ocorrência de fenómenos extremos de vento. No dia 12 de dezembro este fenómeno atmosférico afetou também toda região Norte de Portugal continental. Durante o dia 13 de dezembro, as consequências deste fenómeno atmosférico mantiveram-se em todo o país, mas com mais impacto nas regiões de Lisboa e Vale do Tejo.

As condições de instabilidade atmosférica associada a este fenómeno meteorológico originaram intensificação do vento e da precipitação.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Almodôvar, com 125 km/h, e no concelho de Marco de Canaveses, com 124 km/h.

O impacto desta depressão fez-se sentir em praticamente todo o território de Portugal continental, tendo sido amplamente noticiado pela comunicação social.

Em consequência das condições meteorológicas adversas, as infraestruturas de distribuição foram significativamente afetadas, registando-se um conjunto alargado de ocorrências nos diferentes níveis de tensão, reunindo critérios de Incidente de Grande Impacto (IGI). Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 387 223 clientes.

#### 5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

O IGI teve um impacto extremamente elevado na continuidade de serviço, conforme evidenciado pelos seguintes indicadores gerais, que caracterizam o evento.

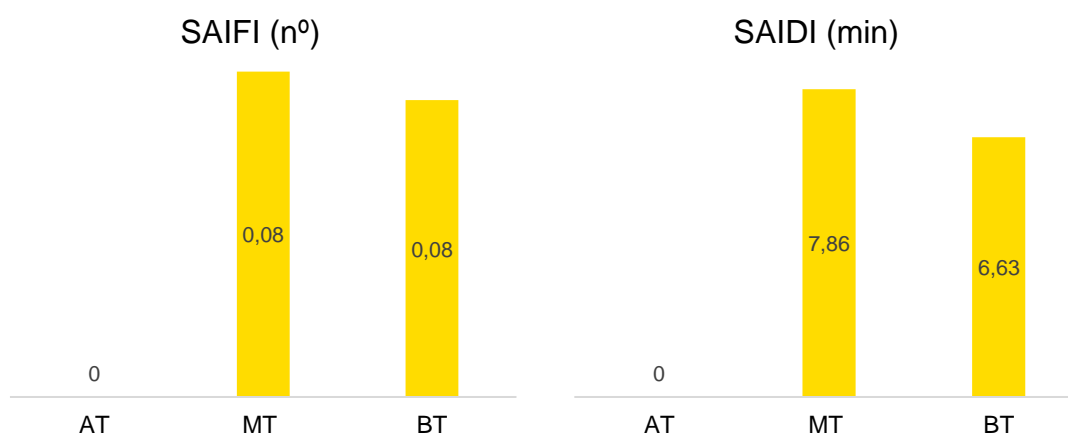


Gráfico 5.3 - Impacto da Depressão Efrain, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 5,15 minutos e em 428 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0 e 0,21 interrupções em AT e MT, respetivamente

#### 5.2.2. Impacto na QEE

Este tipo de ocorrência também tem impacto significativo na qualidade de energia elétrica. Assim, registou-se um impacto relevante nas características de tensão nos pontos de medida em monitorização na área geográfica de impacto, tendo conduzido a um acentuado aumento na quantidade e severidade de cavas de tensão, durante este

período excecional. O impacto individualizado por ponto de medida encontra-se disponível na página da E-REDES<sup>15</sup>.

Para o universo dos 179 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, foi registada uma média de 1,3 cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI. Na tabela e gráfico seguintes apresenta-se a respetiva classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0
$80 > u \geq 70$	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
$70 > u \geq 40$	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
$40 > u \geq 5$	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
$5 > u$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.2 - N<sup>o</sup> médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

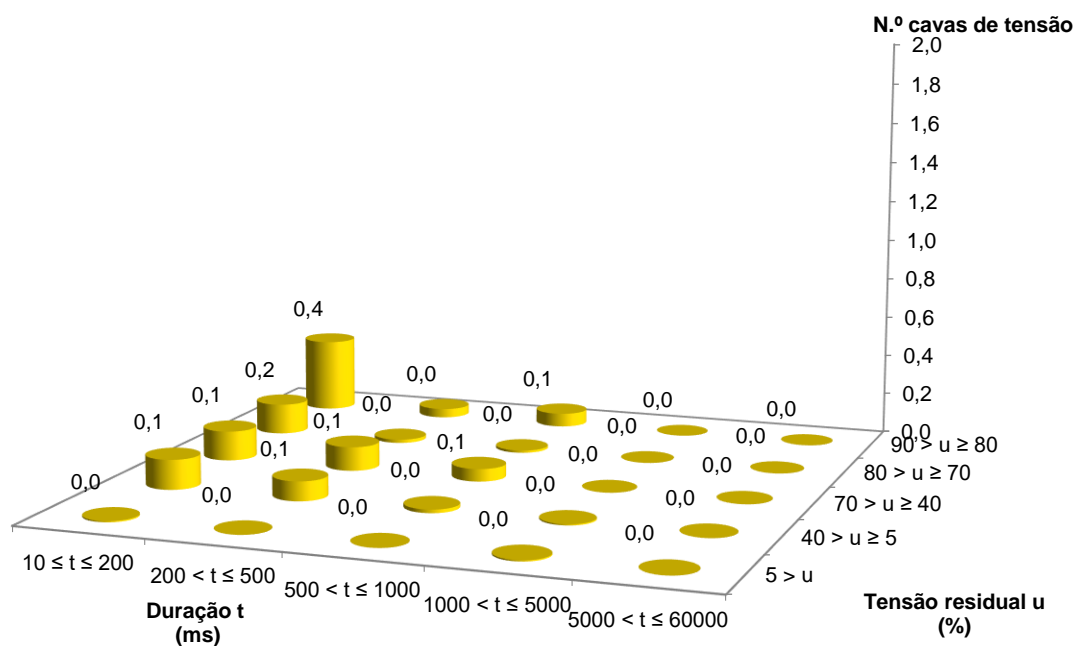


Gráfico 5.4 – N<sup>o</sup> médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

### 5.2.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 43 pedidos de assistência técnica.

A E-REDES solicitou igualmente a exclusão dos tempos de atendimento telefónico para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

<sup>15</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/o-que-fazemos/qualidade-de-servico/qualidade-da-energia-eletrica>

### 5.3. Outros eventos excepcionais

Os restantes incidentes classificados como eventos excepcionais também tiveram um impacto significativo na continuidade de serviço, conforme evidenciado seguidamente nos diferentes indicadores gerais (Gráfico 5.5), que caracterizam globalmente estes incidentes.

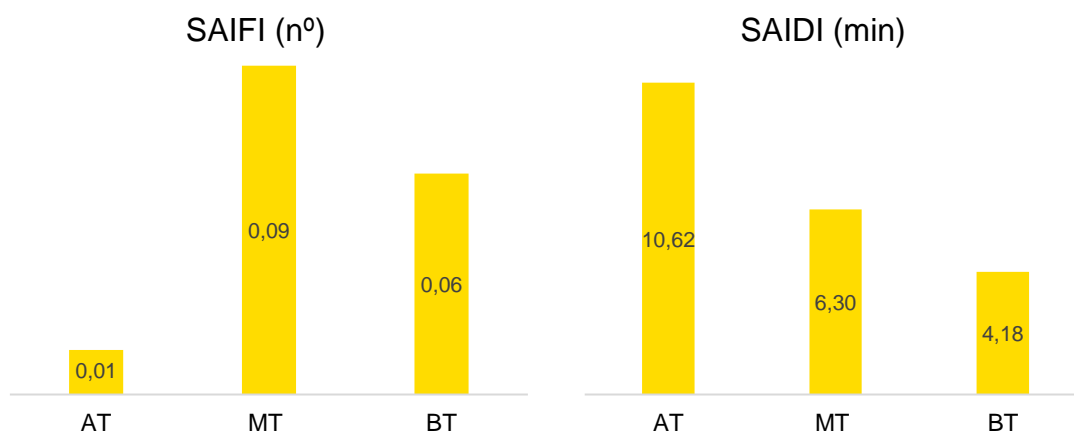


Gráfico 5.5 – Impacto de outros eventos excepcionais nos indicadores de continuidade de serviço SAIDI e SAIFI

Ao nível do TIEPI MT e da END MT, os restantes incidentes, classificados como eventos excepcionais, resultaram em 3,82 minutos e em 287 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, tiveram um impacto de 0,01 e 0,11 interrupções em AT e MT, respetivamente.



---

# 06 | Compensação por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço.



## 6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço

### 6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica

O Artigo 23.º do RQS estabelece que o ORD deve determinar anualmente os indicadores individuais de continuidade de serviço, nomeadamente a quantidade e a duração total acumulada das interrupções, de acordo com o disposto no Procedimento n.º 3 do MPQS. Por outro lado, o Artigo 24.º do RQS estabelece os seguintes padrões individuais de continuidade de serviço aplicáveis à quantidade e à duração total acumulada de interrupções acidentais longas, registadas anualmente por instalações de consumo (Tabela 6.1). Excetuam-se as interrupções resultantes de incidentes classificados como eventos excecionais.

Número de interrupções por ano				Duração total das interrupções por ano			
	AT	MT	BT	(min)	AT	MT	BT
Zona A	6	8	10	180	180	240	360
Zona B		9	11			420	540
Zona C		12	15			600	840

Tabela 6.1 – Padrões individuais de continuidade de serviço

Decorrente da avaliação dos padrões individuais de continuidade de serviço em cada uma das instalações de consumo alimentadas pela rede de distribuição durante o ano 2022, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, tendo em consideração as interrupções acidentais não classificadas como evento excecional, a Tabela 6.2 apresenta a quantidade de instalações de consumo em que se verificou incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço e as respetivas compensações pagas pela E-REDES.

Nível de Tensão	Zona QS	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valores a deduzir nos proveitos da DEE* (€)
AT	A	-	-	- €
	B	-	-	- €
	C	3	915,95 €	- €
	<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>915,95 €</b>	<b>- €</b>
MT	A	132	49,737.26 €	- €
	B	110	26,707.81 €	- €
	C	264	60,290.46 €	0.23 €
	<b>Total</b>	<b>506</b>	<b>136,471.05 €</b>	<b>0.23 €</b>
BTE	A	214	24,764.90 €	- €
	B	87	10,933.90 €	- €
	C	74	6,001.87 €	- €
	<b>Total</b>	<b>375</b>	<b>41,700.67 €</b>	<b>- €</b>
BTN	A	30592	224,118.53 €	634.06 €
	B	12062	124,095.65 €	166.18 €
	C	18617	222,111.05 €	138 €
	<b>Total</b>	<b>61271</b>	<b>570,325.23 €</b>	<b>938.24 €</b>
<b>TOTAL</b>		<b>62155</b>	<b>749,412.90 €</b>	<b>938.47 €</b>

\*DEE – Distribuição de energia elétrica



Tabela 6.2 – Compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço

Das 62155 situações de incumprimento, 58298 foram relativas à duração acumulada das interrupções e 3857 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes 749,412.90 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões<sup>16</sup>.

## 6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial

A par dos incumprimentos que decorrem do tratamento de reclamações (secção 4.2.2) e na prestação de serviços – visitas combinadas, assistências técnicas e restabelecimentos de fornecimento na sequência de interrupções por facto imputável ao cliente (secções 4.3.3, 4.3.4 e 4.3.6), são também observados os incumprimentos dos prazos estabelecidos regulamentarmente para as ligações à rede, bem como para as ativações e desativações de fornecimento (pontos 4.3.1 e 4.3.2). Todas as situações de incumprimento conferem, ao cliente ou requisitante o direito a uma compensação de valor estabelecido no RQS<sup>17</sup>.

Observa-se que, em 2022 e em termos dos indicadores individuais de qualidade de serviço, ocorreram os incumprimentos constantes da Tabela 6.3, tendo sido pagos, pelo ORD aos clientes, cerca de 1,4 milhões de euros a título de compensações.

---

<sup>16</sup> Na página da E-REDES constam os valores das compensações pagas aos clientes, por Concelho: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/indicadores-individuais>

<sup>17</sup> O valor de cada compensação por incumprimento dos padrões individuais de natureza comercial é de 20 euros nos termos constantes do Anexo ao RQS “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço”

Indicador	Compensações pagas aos clientes pelo ORD	N.º Incumprimentos	N.º Exclusões	N.º Compensações	Montante (€)
Ligações às redes	Não cumprimento do prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação	1 346	28	3 306	66 120
Ativações	Não cumprimento da disponibilidade de agenda nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	4 466	91	4 224	84 480
Desativações		2 040	4	1 854	37 080
Reclamações		1 182	118	1 173	23 460
Visitas Combinadas	Não cumprimento do intervalo combinado para visita e cancelamento ou reagendamento após as 17:00 do dia útil anterior, pelo ORD	77 885	11 227	54 434	1 067 200
Assistências Técnicas	Não observação do prazo para chegada à instalação do cliente	1829	0	996	19 920
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Não observação do prazo máximo para restabelecimento	3 583	354	3 424	68 480

Tabela 6.3 – Número e montante das compensações pagas aos clientes

Tal como estipulado no RQS, nas situações em que a visita combinada não se realiza por “ausência, na instalação de utilização, do cliente” ou do “requisitante de ligação” ou nas situações em que a assistência técnica não se realiza pelo facto da avaria se situar na instalação de utilização do cliente ou pelo facto do cliente estar ausente, o ORD tem direito a uma compensação<sup>20</sup>. Os valores relativos a 2022 são apresentados na Tabela 6.4.

Indicador	Compensações pagas pelos clientes ao ORD	Nº	Montante (€)
Visitas Combinadas	Ausência do cliente na instalação	0	0
Assistência Técnica	Avaria na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual cuja responsabilidade não é do ORD e por ausência do cliente no momento de chegada do ORD ao local	67.463	1.349.260

Tabela 6.4 – Número e montante das compensações pagas pelos clientes

<sup>20</sup> O valor de cada compensação é de 20 euros.

---

# 07 | Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários.



## 7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários

Os clientes com necessidades especiais e os clientes prioritários constam dos registos do operador da rede com o objetivo de que, na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, seja assegurado o serviço adequado às suas características.

### 7.1. Clientes com necessidades especiais

A solicitação do registo como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente, sendo feita junto do respetivo comercializador. As solicitações aceites devem ser transmitidas ao operador da rede, o qual tem a obrigação de manter um registo desses clientes. Desta forma quer os operadores das redes quer os comercializadores têm informação que permite desenvolver as ações que assegurem a estes clientes os níveis de serviço adequados nos termos regulamentarmente estabelecidos.

No final do ano de 2022 encontravam-se registados 404 clientes com necessidades especiais. O Gráfico 7.1 ilustra a distribuição destes clientes. Os clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão são, em 2022, a maioria (63%).

Em 2022 foram mantidas práticas de anos anteriores no relacionamento com estes clientes, não tendo sido desenvolvidas ações específicas a eles dirigidas.

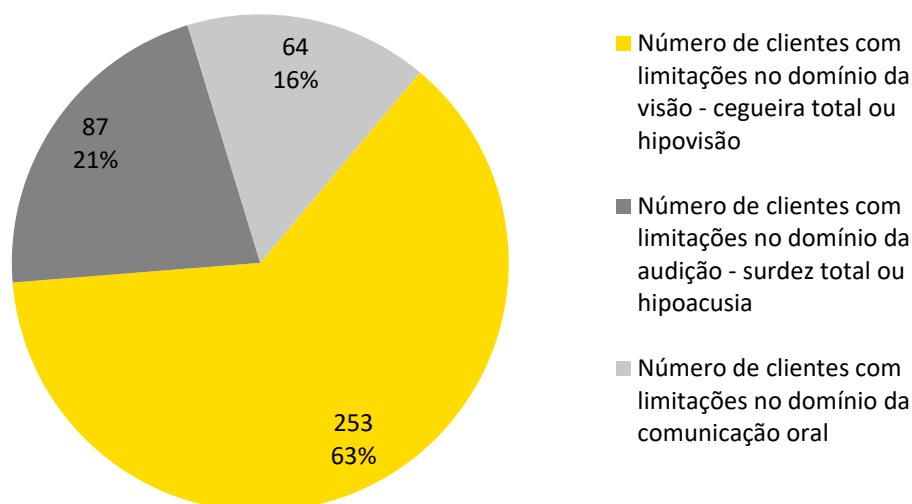


Gráfico 7.1 – Distribuição de clientes com necessidades especiais

## 7.2. Clientes prioritários

Consideram-se clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica cause graves alterações à sua atividade. Estes clientes são designadamente os estabelecimentos hospitalares, forças de segurança, instalações de segurança nacional, bombeiros, proteção civil, bem como equipamentos dedicados à segurança e gestão do tráfego marítimo ou aéreo e instalações penitenciárias.

Os clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamento cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica e clientes que coabitem com pessoas nestas condições são considerados como clientes prioritários. Estão excluídas todas as instalações que, ainda que pertencendo a clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.

Os comercializadores devem comunicar ao ORD as solicitações aceites relativas à caracterização como cliente prioritário, sem prejuízo do próprio ORD fazer a inscrição no seu registo de algum utilizador da rede como cliente prioritário, devendo, nesse caso, informar o respetivo comercializador.

O ORD deve manter um registo atualizado destes clientes e deve assegurar uma informação individualizada, diretamente ou através dos respetivos comercializadores, das interrupções previstas com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais. Nas situações de assistência técnica após comunicação de avaria em que seja necessária deslocação do ORD, deve ser dada prioridade aos clientes prioritários. O restabelecimento do fornecimento de energia deve ser feito de forma prioritária, desde que a interrupção não seja imputável ao próprio cliente.

Na sequência da disposição do Artigo 104.º do RQS, a E-REDES em 2022 já adotou o novo procedimento para articulação com entidades que participam na identificação de clientes prioritários.

No final de 2022 estavam identificados 2.979 clientes prioritários, reflexo da indicação fornecida pelos respectivos comercializadores. O Gráfico 7.2 ilustra a distribuição destes clientes. Verifica-se que aproximadamente 57% dos clientes registados como prioritários eram instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependiam de equipamento cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica.

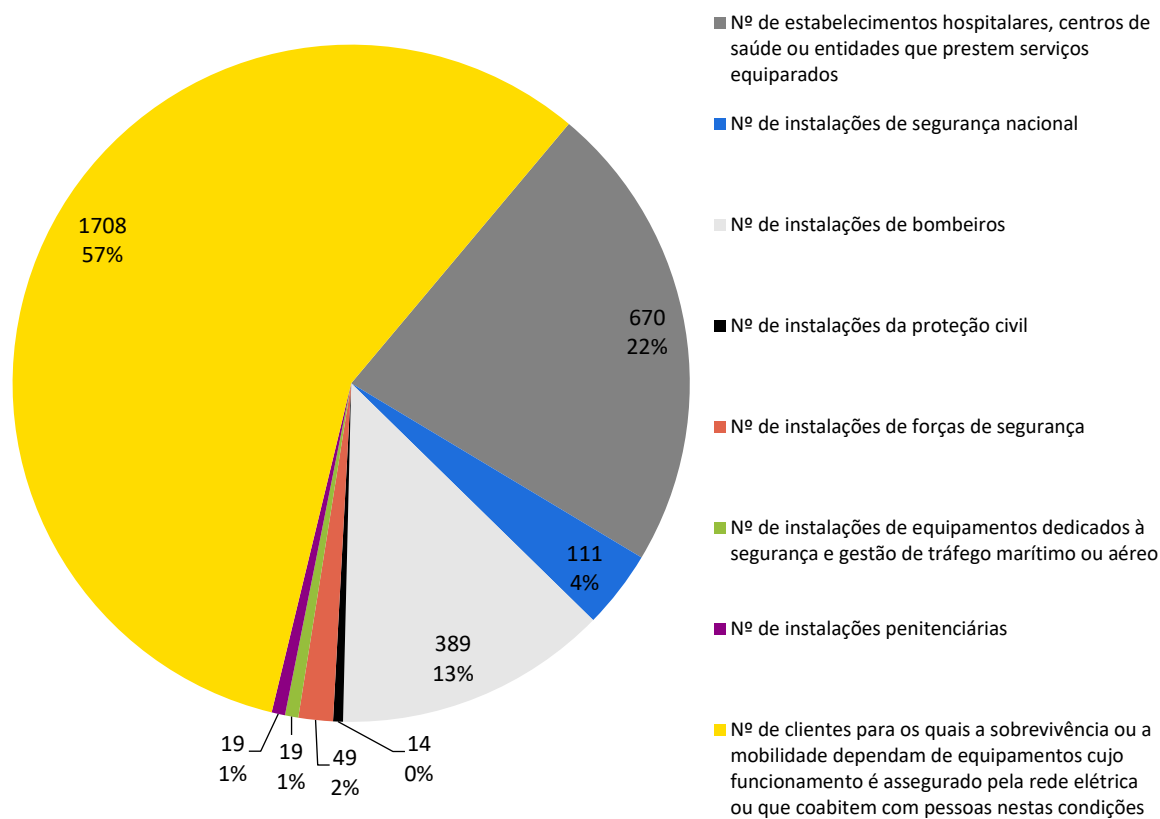
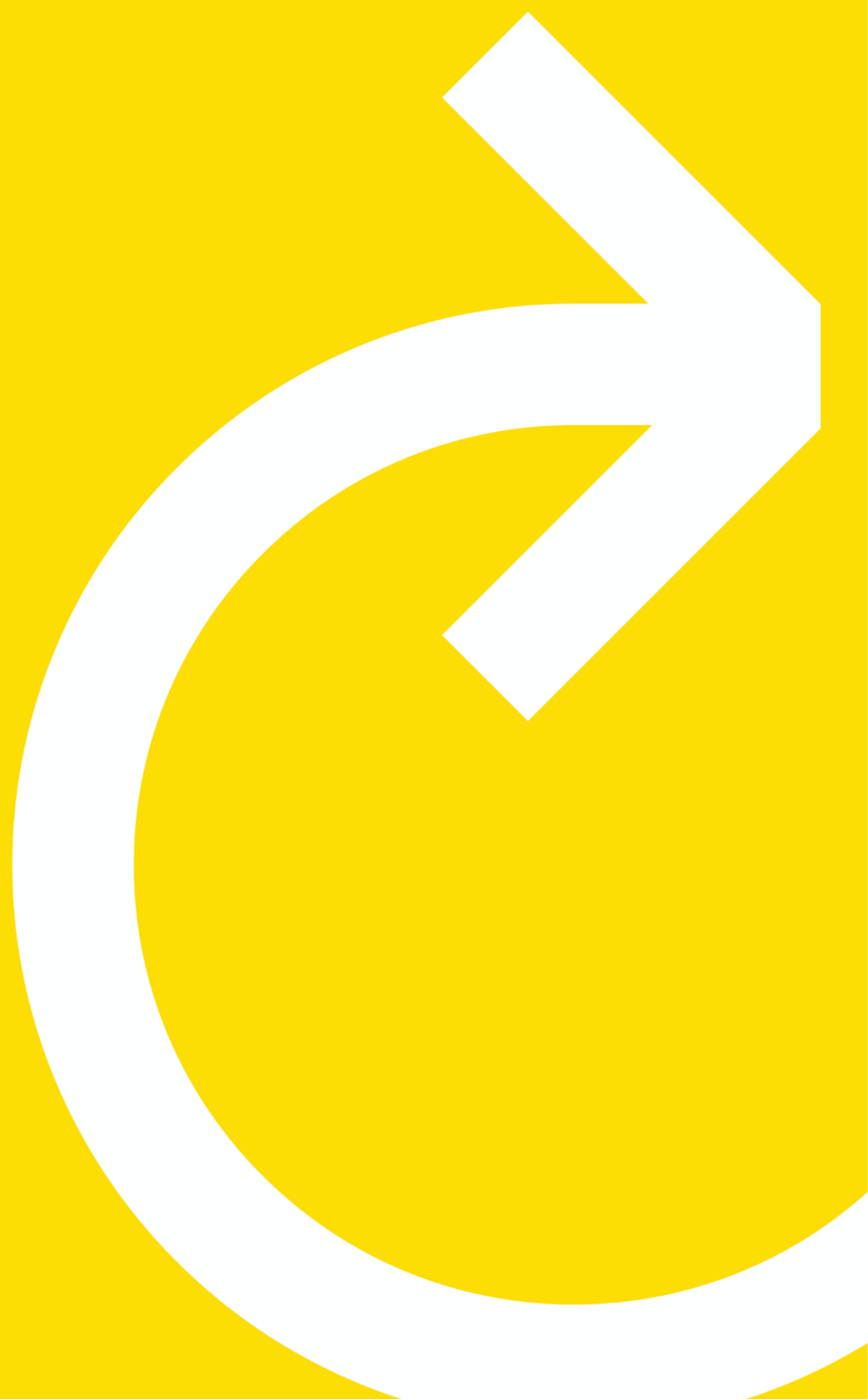


Gráfico 7.2 – Distribuição de clientes prioritários

Sem prejuízo dos direitos consignados aos clientes prioritários, estes devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência, ou a sistemas alternativos de alimentação de energia

---

# 08 | Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço.



## 8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço

### 8.1. Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico

#### 8.1.1. Inovação e operação do sistema

A E-REDES tem mantido uma forte aposta na inovação, disseminada por todas as suas unidades organizativas, com iniciativas e projetos focados nos desafios estratégicos da Empresa, nos vários domínios temáticos e horizontes temporais relevantes para a sua atividade.

Suportado no seu Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI), a Empresa reforçou o seu foco numa gestão de inovação envolvente, alinhada e orientada para resultados.

Reconhecendo a importância do envolvimento de um conjunto de *stakeholders* chave, a Empresa tem estruturado a inovação em torno de três vetores:

- 1) Conhecimento interno, ao nível das várias unidades organizativas e áreas de negócio;
- 2) Meio académico e científico;
- 3) Indústria, incluindo fornecedores de referência, congéneres ou mesmo *startups*.

O ecossistema de inovação, resultante desta abordagem integradora e holística, tem resultado numa representação única da organização, dos seus desafios internos e da envolvente externa, permitindo perceber tendências, influenciar mercados e potenciar a transformação do conhecimento especializado existente em valor para a E-REDES.

Os anos de 2021 e 2022 representaram uma consolidação significativa do *roadmap* de desenvolvimento tecnológico e inovação da Empresa, com vista a adaptar-se ao novo paradigma da transição energética.

A E-REDES mantém também ativo um vasto portfólio de projetos de Investigação, Desenvolvimento e Inovação com tipologias, dimensão e objetivos diversos, que compreendem as necessidades de inovação tecnológica e de produto, de processos, organizacional e marketing. Muitos destes projetos inscritos em *roadmap* podem dar contributos muito importantes para a melhoria da qualidade de serviço técnica da empresa, pelo que de seguida se dão destaque a alguns desses projetos:



## **MODELOS PREDITIVOS**

Execução das atividades de manutenção preditivas tendo por base os modelos analíticos desenvolvidos pela E-REDES (A4A e A4D), assegurando a realimentação dos modelos sempre que efetuadas intervenções sobre os ativos de rede (Rede AT, Disjuntores AT e Transformadores AT/MT), incluindo a atualização dos dados de cadastro técnico.

Utilização dos modelos analíticos para avaliação da condição técnica dos ativos para apoio à tomada de decisão e para consubstanciar a elaboração de propostas de renovação ou reabilitação de ativos.

Interação interna para promoção de melhorias aos modelos, permitindo o refinamento da ferramenta, quer ao nível da consulta, quer ao nível dos dados entregues pela ferramenta.

## **PROJETO DE MONITORIZAÇÃO DE DESCARGAS PARCIAIS NA REDE SUBTERRÂNEA**

O projeto de monitorização e identificação de descargas parciais na rede subterrânea AT/MT, tem como objetivo identificar precocemente potenciais defeitos na rede subterrânea AT/MT e/ou nas caixas fim de cabo nos QMMT.

## **LVCNTROL**

À medida que mais recursos de energia distribuída se ligam à Rede Nacional de Distribuição, começam a tornar-se evidentes alguns desafios e complexidade de gestão, especialmente nas redes de Baixa Tensão (BT). Estes desafios podem ser enfrentados dotando a BT dos níveis adequados de visibilidade e controlabilidade, à semelhança do que já acontece na Média e Alta Tensão. É neste contexto que a E-REDES lança o projeto *LVControl*, que pretende fazer as adaptações necessárias às redes inteligentes e sistemas de tecnologia operacional (OT), bem como especificar, adquirir e instalar os equipamentos de monitorização necessários ao nível dos postos de transformação.

## **LVWATCH II**

Ao contrário do que acontece nas redes aéreas AT/MT, periodicamente sujeitas a inspeções aéreas, a inspeção das redes aéreas BT não está dotada de meios sofisticados de vigilância tecnológica. As redes BT são inspecionadas periodicamente através de percorridos pelo solo que são realizados em viaturas e têm maioritariamente como base a inspeção visual.

Neste contexto, A E-REDES pretende analisar meios tecnológicos que permitam avaliar a condição das redes BT. Foi desenvolvida uma prova de conceito tecnológica em que se explorou a possibilidade de utilizar modelos de *computer vision* e inteligência artificial sobre imagens recolhidas durante as inspeções periódicas, de modo a:

- 1) Identificar e geolocalizar apoios BT (fazendo a correta distinção entre estes e por exemplo apoios de telecomunicações, para caracterização de ativos da rede);
- 2) Detetar vegetação nas proximidades da rede BT e através da implementação de heurísticas, identificar situações onde seja provável a existência de anomalias de proximidade de vegetação com a rede aérea.

## **DRONES**

A adoção dos *drones* tem vindo a permitir uma maior agilidade na realização das inspeções, permitindo a concretização das mesmas com os ativos em tensão.

Foi proposto um reforço da frota de *drones* por forma a massificar a utilização desta tecnologia para a realização das inspeções aos ativos AT e OCR, permitindo executar inspeções detalhadas aos ativos, facilitando a graduação das falhas potenciais e, conseqüentemente, priorizando as intervenções necessárias à correção das respetivas falhas.

Com base na experiência positiva já adquirida em projetos de uso de tecnologia *drone*, como o *GridDrone* (consiste na utilização de *drones* como complemento às inspeções atuais por helicóptero, permitindo aumentar a capacidade anual de inspeção das linhas aéreas), a E-REDES pretende continuar a explorar esta tecnologia emergente como meio complementar, desta vez na realização em inspeções pontuais à sua rede AT e MT, substituindo assim o método antigo dos percorridos por solo.

Foi implementado durante o ano de 2021, um projeto piloto com a extensão de 1.000 km de rede AT e MT, para inspeção visual e termográfica. Já em 2022 foi aprovada uma extensão do uso de *drones* como apoio aos helicópteros até um total de 10.000 km anuais, num total de pouco mais de 20.000 km de inspeção total anual.

Desta forma, a E-REDES decidiu avançar com a realização de um projeto piloto, com o principal objetivo de validar o papel da utilização de Veículos Aéreos Não Tripulados no aumento da eficiência e eficácia das suas equipas do terreno, quer seja na análise e diagnóstico da rede, como no despiste rápido de avarias e nas inspeções pós-execução dos trabalhos de abertura de faixa, utilizando *drones* e pilotos da Empresa, devidamente certificados por ambas as entidades aeronáuticas portuguesas: ANAC e AAN.

#### 8.1.1.1. Conectividade e Automação

##### **PVNO (utilização da rede única para telecomando da rede MT)**

Em 2022, a E-REDES, deu início à campanha de migração das comunicações afetas ao telecomando da rede MT para os cartões de multioperador, para melhoria dos indicadores de QST e de desempenho, permitindo aumentar a eficácia e disponibilidade do TCMT, por via de comunicações mais resilientes, mais seguras e de alta performance. Ocorreu um reforço de 2,8% no número de pontos telecomandados, perfazendo um total de 8.533 unidades instaladas em 2022, destacando-se a instalação e realocação de 175 novos Órgãos de Corte de Rede (OCR) e o telecomando de 69 Postos de Transformação e Seccionamento (PT/PS).

##### **ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (ADMS)**

Para a melhoria da qualidade de serviço e resposta às necessidades de operação da Transição Energética, são exigidas novas capacidades aos sistemas de suporte, evoluindo do tradicional SCADA para um conceito de “*Advanced Distribution Management System*” (ADMS) que concretiza uma avançada integração das funções nucleares da operação, potenciando a sensorização em escala e tempo-real, a atuação integrada em todos os níveis de tensão AT/MT/BT, novas funções de previsão, gestão e controlo de fluxos de energia, procurando assim capitalizar os volumes de informação produzida pela *SmartGrid* no domínio operacional.

A E-REDES lançou em 2021 as bases para a implementação do seu sistema ADMS, com uma fase de *assessment* das melhores práticas e dos produtos ADMS em mercado e um programa que articula a sua conceptualização, caracterização específica na integração e evolução do contexto das aplicações de suporte à RND da E-REDES, *procurement*, implementação e transição do modelo operativo, com uma duração estimada de 5 anos. Em 2022 este projeto prosseguiu com a elaboração do caderno de encargos, lançamento e conclusão do concurso global, que culminou com a adjudicação do fornecimento do futuro sistema ADMS prosseguindo-se agora para a respetiva fase de implementação que decorrerá de 2024 a 2026.

#### 8.1.1.2. Transformação Digital

A E-REDES consolidou e reforçou a sua trajetória de transformação digital, tendo já atingido o estatuto de empresa verdadeiramente digital. Este posicionamento reflete-se na avaliação independente da maturidade digital, realizada pela Universidade Católica e pela IDC que conferiram à E-REDES o grau de *Digital Transformer* (4,64 em

5), representando um incremento de 5% face ao ano anterior. A concretização da estratégia digital da E-REDES está a progredir, estando já 60% das aplicações em ambiente *multi-cloud*, fortalecendo escalabilidade, resiliência, segurança cibernética e aprofundando a adoção de metodologias ágeis de desenvolvimento aplicacional.

Em 2022 a E-REDES recebeu 5 prémios digitais, atribuídos por entidades reputadas, reconhecendo a excelência das soluções desenvolvidas no aumento da produtividade das equipas, na utilização de analítica avançada em operações complexas e na adoção de novas tecnologias para promover a sustentabilidade das cidades e territórios do futuro:

- Excelência em *Field Services*, pela *Salesforce*;
- Excelência na Produtividade, pela *Kaizen*;
- Cidades e Territórios do Futuro, pela APDC;
- *Best Future of Intelligence Project e Best Energy & Utilities Project*, pela IDC.

Em 2022 a E-REDES venceu o *Digital Transformation Award* (categoria por tipo de transformação digital) destinado ao *Best Future of Intelligence Project* (melhor projeto relacionado com *Analytics, Big Data e Data Monetization*) com o *Analytics4Vegetation*.

Estes prémios refletem o compromisso da E-REDES em fornecer um serviço de alta qualidade aos seus clientes, através da utilização de tecnologias avançadas e soluções inovadoras.

A E-REDES continua o seu programa de transformação digital em ritmo acelerado, refletindo-se num grau de digitalização de 94% dos processos e atividades da empresa.

#### 8.1.2. Exploração dos ativos

No que diz respeito à resiliência da rede, durante o ano de 2022 foi efetuado um robustecimento dos ativos, permitindo prosseguir com o plano de instalação de novos pontos de telecomando na rede, mitigando os problemas associados à escassez de semicondutores nos mercados e, conseqüentemente, de URT (processo efetuado em alinhamento com as políticas ambientais do grupo EDP, procurando reduzir o consumo de novos recursos e reduzindo a produção de resíduos, promovendo assim a economia circular - reduzir, reutilizar e reciclar). Isto permite uma maior resiliência a eventos adversos, minimizando o aparecimento de falhas potenciais e funcionais, contribuindo para a melhoria da disponibilidade desses ativos, nomeadamente através da aplicação de RTV (*Room Temperature Vulcanizing*), recobrimento do isolamento para reforço e/ou reposição do nível de isolamento das linhas AT e MT, das SE e dos PT.

Adicionalmente, foi dada especial atenção à monitorização da condição dos ativos de rede, através do reforço das ações de monitorização dos mesmos, assegurando o

cumprimento da MPS (Manutenção Preventiva Sistemática), com 17.849 ordens concluídas. Através de uma correta monitorização da condição técnica dos ativos, é possível detetar precocemente falhas potenciais, evitando que as mesmas se transformem em falhas funcionais com impacto direto na QST e na disponibilidade dos ativos.

Continuando a assumir o compromisso de orientação para o cliente, a E-REDES deu cumprimento, durante o ano de 2022, à execução de um plano de investimento que, no seu todo, contribuiu para a melhoria efetiva da qualidade de serviço técnico da rede de distribuição.

Em 2022 entraram em exploração um conjunto significativo de ativos que permitiram dar resposta a novas necessidades de consumo (expansão da rede), mas também à necessidade de renovação dos ativos, permitindo tornar a rede mais resiliente e mais fiável. Assim sendo, entraram em exploração Postos de Corte (PC) AT Bensafrim (concelho de Lagos), Daivões (concelho da Ribeira de Pena) e Paderne (concelho da Albufeira).

Relativamente a subestações AT/MT, entrou em exploração a Subestação de Arganil 60/15 kV – 20 MVA (concelho de Arganil). Procedeu-se à instalação e/ou substituição de 8 Transformadores de Potência na SE da Boavista (2x), SE Vila Robim (2x), SE S. João de Ponte, SE Cadaval, SE Estremoz e SE Reguengos.

É ainda de salientar, relativamente a linhas, um conjunto de procedimentos efetuados no ano de 2022 que contribuiriam para uma rede de distribuição mais robusta e fiável.

Entraram ao serviço ou foram remodeladas as seguintes linhas aéreas e subterrâneas AT:

- LN 60 kV para SE Arganil;
- LN 60 kV para PC Daivões;
- LN 60 kV CSF Mina Tó – Mogadouro;
- LN 60 kV Quinta da Cruz (PRE) – Soure;
- LN 60 kV Lameirinho – Lameirinho Têxtil;
- LN 60 kV Alto S. João – Expo Sul.

Entraram ao serviço ou foram remodeladas as seguintes linhas aéreas e subterrâneas MT:

- LN 15 kV Sanguedo;
- LN 15 kV Touvedo – Gondoriz;
- LN 15 kV Candosa – Midões;
- LN 15 kV Meimoa-AP.2 PTD 0001/PNC Benquerença I;

- LN 15 kV Arganil – Rei de Moinhos.

No que diz respeito a remodelações, foram igualmente desenvolvidas inúmeras ações, nomeadamente:

- Remodelação dos andares AT das SE Antas, SE Monte dos Burgos e SE Capa Rota;
- Remodelação dos andares MT das SE Bustos e Espinho;
- Ampliação de painéis AT nas SE MOITA, SE Montechoro, PS Algeruz e SE Soure;
- Instalação de 4 novos sistemas de localização de defeitos em Subestações AT/MT (SE Cacém, SE Corrente, SE Fonte Boa e SE Gueifães);
- Substituição de 7 Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC) em Subestações AT/MT (SE Antas, SE Bustos, SE Central Tejo, SE Espinho, SE Monte dos Burgos, SE Quinta da Caldeira, SE Telheiro e SE Varosa);
- Substituição de sistemas de alimentação em 24 instalações;
- Substituição de 3 reatâncias de neutro em Subestações AT/MT (SE Aldeia Nova, SE Quinta do Conde e SE Caeira).

Numa perspetiva de permitir a realização de trabalhos em subestações, quer de manutenção, quer de investimento na rede, sem necessidade de efetuar a interrupção no fornecimento de energia, foram disponibilizadas e instaladas várias subestações móveis, nomeadamente nas SE Fermil de Basto, SE Troviscoso, SE São Romão de Neiva, SE Fátima e SE Belver. De modo a assegurar o bom funcionamento e disponibilidade destas subestações e das Unidades Móveis de Recurso, foi realizada a beneficiação ao nível de chassis e pintura anti corrosão das UMR MT05, UMR MT06 e do Boggie associado a uma das SE móveis AT.

Ao nível das celas GIS (*GAS Insulated Substation*) foram realizadas ações de manutenção extraordinárias com elevada complexidade, em Subestações e Postos de Corte, permitindo assegurar que os ativos possam chegar ao seu fim de vida útil com o adequado desempenho. As intervenções foram efetuadas nas subestações de Lamações, Leiranco, Marvão e Vidago.

Ainda no que diz respeito às reabilitações de ativos, ocorreu a reabilitação das reactâncias de neutro das SE Seixal, SE Bombardeira e ainda dos transformadores de serviços auxiliares das SE Telheiro e Alcanede. Ocorreu ainda a reabilitação de 25 apoios de betão em ativos de linhas aéreas de alta tensão, fruto de inspeções visuais efetuadas e reclamações rececionadas. Além disso, ocorreu a reabilitação dos circuitos de iluminação dos parques exteriores de aparelhagem das SE Venda Nova (Amadora) e SE S. Francisco e reabilitação/beneficiação de transformadores de potência em Subestações AT/MT, destacando-se as intervenções nas seguintes subestações SE Serrada Grande, SE Carrascal, SE Glória, SE Mafra, SE São Vicente, SE Mexeeiro, SE Cadaval, SE Seixal, SE Montemor, SE Lagos, SE Vila do Bispo, SE S. Brás de Alportel,

SE Vilar Paraíso, SE Valença, SE Penide, SE Condeixa, SE Mira, SE Inha, SE Alfarelos e SE Esgueira.

Os Trabalhos em Tensão, contribuem de forma determinante para os elevados níveis de qualidade de serviço ao permitirem intervir nos ativos sem necessidade de os colocar fora de serviço, i.e., mantendo a continuidade de serviço. Nesse âmbito, 2022 foi um ano onde se privilegiou, sempre que possível, a realização das intervenções em tensão.

Destacam-se ainda as seguintes obras e medidas de elevado impacto na melhoria da qualidade de serviço:

- Conversão de tensão 15/30kV da LMT EV15-30 Aldeia dos Marmelos com execução de RMT nova, interligações e remodelação da RMT existente;
- Construção de nova saída SE Cerro do Calvário BJ15-77 C. Cobres com 15km, com aplicação de medidas de proteção avifauna;
- Nova saída da subestação Vale de Gaio, ST30-86 SE Vale do Gaio – Torrão;
- Estabelecimento de duas novas saídas da subestação da Conceição: FR15-292 Cacula Poente e FR15-291 Cacula Nascente;
- Remodelação das LMT FR15-86-3-1 LAVAJINHO II, FR15-86-8 ASIA I, FR15-86-9 ASIA II;
- Substituição de rede aérea obsoleta por rede subterrânea na envolvente de Odeceixe;
- Concretização da interligação de Monchique, FR15-91-4-4-1-3-1 Várzea da Pereira;
- Substituição de traçados aéreos na RMT de Monchique para subterrâneos, tornando a rede mais resiliente;
- Beneficiação de linhas com upgrade de armações (GAL1) e isolamento, em zonas alvo com histórico de interrupções;
- Melhoria da resiliência de rede BT, pela renovação de redes dispostas a condutores nus;
- Reforço de monitorização preditiva de redes BT, pelos eventos e medidas de EMI e DTC.

### 8.1.3. Comunicação com outros operadores de rede

Relativamente à comunicação com outros operadores de rede de distribuição, foi disponibilizada informação relativa a continuidade de serviço, com periodicidade mensal, trimestral e anualmente, aos dez Operadores de Rede de Distribuição exclusivamente em BT (ORD<sub>BT</sub>) de Portugal continental. Esta informação consiste no número e na duração das interrupções que afetaram cada um dos respetivos postos de transformação, bem como a identificação das diferentes causas das interrupções.

Ao nível da qualidade de energia elétrica, o Plano de Monitorização da QEE 2022-2023 inclui um conjunto de subestações AT/MT, distribuídas uniformemente ao longo do biénio que alimentam a totalidade dos postos de transformação dos dez ORD<sub>BT</sub>. Da mesma forma, foi disponibilizada informação trimestral e anual sobre os resultados das medições da QEE, relativa à conformidade de fenómenos contínuos de tensão e a

eventos de tensão, nas subestações AT/MT, em monitorização em 2022, que alimentam postos de transformação dos ORD<sub>BT</sub>.

Refira-se ainda a evolução do atual Sistema de Gestão da Qualidade de Energia Elétrica (SGQEE), sistema central para a análise da qualidade de energia, fundamentalmente na vertente regulatória de resposta a reclamações, com o objetivo de criar uma plataforma escalável que permita uma maior eficiência nos diversos processos, integrando dados provenientes de diferentes sistemas e possibilitando análises ágeis e flexíveis.

#### 8.1.4. Campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”

A E-REDES é parceira da campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”, desenvolvida no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, dinamizado pela ERSE. Esta campanha tem como objetivo a criação de uma rede de parcerias com instituições-chave do Sistema Elétrico Nacional, no sentido de sensibilizar os utilizadores das redes elétricas de que a melhoria da qualidade de serviço deve contar com a contribuição de todos, sendo uma responsabilidade global. No âmbito desta campanha, estão em curso duas iniciativas em que a E-REDES, enquanto operador de rede, participa de forma ativa no contexto da promoção para a melhoria global da qualidade de serviço na distribuição de energia elétrica aos seus clientes:

- sensibilização para a necessidade de manutenção de postos de transformação de cliente;
- selo de Qualidade e+.

##### 8.1.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente

Esta primeira iniciativa da campanha tem por objetivo transmitir a mensagem de que a qualidade de serviço técnica deve ser uma motivação partilhada por todos os clientes e alertar para a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos respetivos postos de transformação. Para o efeito, um folheto de divulgação desta iniciativa e um Manual de Boas Práticas para a manutenção de postos de transformação de cliente estão disponíveis na página da internet da campanha.

##### 8.1.4.2. Selo de Qualidade e+

O Selo de Qualidade e+ é a segunda iniciativa da campanha e que pretende divulgar e valorizar as medidas de melhoria da qualidade de serviço concretizadas pelos gestores de parques empresariais e industriais. Para o conjunto de parques empresariais e industriais que aderiram à fase piloto desta iniciativa, a E-REDES,



enquanto operador de rede a que essas instalações elétricas estão ligadas, é um elemento-chave para a atribuição do selo.

#### 8.1.5. Redes inteligentes

A E-REDES tem em curso um programa de transformação digital que procura promover a adoção de novas tecnologias digitais de baixo custo, tentando simultaneamente obter ganhos rápidos e significativos que tocam em várias áreas do negócio. As redes inteligentes desempenham um papel central no processo de transição energética, contribuindo para a otimização e melhoria dos sistemas de energia, proporcionando uma relação mais direta entre o ORD e os vários *stakeholders*, uma relação mais próxima entre cliente e comercializador, bem como uma generalização da produção descentralizada.

Têm sido desenvolvidos esforços importantes no campo das redes inteligentes em 2022, com a implementação de projetos que visam potenciar a utilização da informação que é disponibilizada pelos *smart meters*. Destaca-se o trabalho desenvolvido na plataforma que permite identificar proactivamente constrangimentos na rede BT provocados por instalações de autoconsumo e/ou postos de carregamento de veículos elétricos, bem como o trabalho que promove a identificação de zonas de rede com possíveis fragilidades no neutro - através dos dados dos Equipamentos de Medição Inteligentes (EMI), nomeadamente dos eventos de tensão. Demonstrou-se através destes ser possível identificar situações de pré-rotura de neutro de forma proativa, atuando antes da avaria. Complementarmente, em 2022 a E-REDES instalou mais de 703 mil contadores inteligentes, atingindo cerca de 4,59 milhões de *smart meters* instalados (cerca de 74% das instalações de BT).

Para a maioria destes clientes, a faturação é feita com base no consumo real e têm acesso a informação detalhada que permite um maior controlo sobre os seus hábitos de consumo e produção, alertas mensais sobre esses mesmos dados de consumo, beneficiarem de maior rapidez na resposta a pedidos de aumento e redução da potência contratada, pedidos de religação (evitando a presença do cliente em casa).

Em linha com a expansão das redes inteligentes, o operador de rede vê alargado o universo de clientes sobre os quais tem a capacidade de identificar e detetar com maior precisão a localização de eventuais incidentes na rede BT, aumentando assim a rapidez de resposta.

Adicionalmente, reforçou a capacidade de implementação de serviços de eficiência energética pelos agentes de mercado, com potencial impacto nas suas faturas

energéticas e no desenvolvimento de novos modelos de negócio. Para além disso o operador de rede vê alargado o universo de clientes sobre os quais tem a capacidade de identificar e detetar com maior precisão a localização de eventuais incidentes na rede BT, aumentando assim a rapidez de resposta.

Para potenciar o benefício das SMARTGRIDS, o foco centrou-se no suporte à campanha de instalação de EMI, otimização continuada do desempenho e fiabilidade da infraestrutura de suporte à exploração da rede inteligente (*AMI-Advanced Metering Infrastructure*) com especial relevo para as novas funcionalidades para melhorar a exploração e visibilidade da informação; agilizar análise de eventos e disponibilizar novos serviços sobre a rede inteligente, por exemplo através da ligação entre os sistemas de gestão de equipamentos inteligentes (AMI) e gestão de interrupções de energia (OMS) para acesso rápido às grandezas elétricas dos equipamentos (*SmartPing*).

## 8.2. Melhoria da Qualidade de Serviço Comercial

**E-REDES, ligada a si:** Este tem sido o mote nos últimos anos da E-REDES que tem traçado como meta aproximar-se cada vez mais dos seus clientes através de novos serviços, procurando responder às suas necessidades, de forma simples, rápida e proativa.

O ano de 2022 foi marcado pela conclusão do **Programa FOCUS**, lançado em 2020, que teve como objetivo modernizar a forma como a E-REDES interage com os seus clientes, atingido a excelência na experiência de Cliente. Este Programa contou com 20 iniciativas de diferentes áreas, resultando em mais de 90 entregáveis ao longo destes 2 anos de percurso.

Um dos principais destaques foi o *go-live* do **Balcão Digital**, em fevereiro, cujo desenho e implementação tinha vindo a ser desenvolvido desde o início do Programa FOCUS. O Balcão Digital permite ao Cliente fazer qualquer pedido online à E-REDES, de forma simplificada e direta. Este contou com um planeamento faseado, onde têm vindo a ser lançadas novas funcionalidades ao longo dos meses. Atualmente o Balcão já permite realizar pedidos de ligação à rede, assim como simular os custos associados, comunicar prejuízos, consultar o histórico de leituras e consumos, agendar atendimentos por videochamada, comunicar anomalias e/ou avarias na rede, entre muitas outras funcionalidades. Desde o seu lançamento, o Balcão já contou com mais de 1,5M operações realizadas com sucesso.

Outro marco do programa FOCUS, com grande destaque este ano, foi a criação do **Whatsapp** dedicado ao despiste e reporte de avarias. A partir de agora, um Cliente que

esteja sem eletricidade em sua casa já pode identificar a origem do problema e reportá-lo diretamente à E-REDES, através de uma simples conversa por whatsapp. Até à data, já foram iniciadas mais de 2.300 conversas, das quais 80% estavam relacionadas com avarias já identificadas na rede, onde foi dado o tempo estimado de resolução, e 18% com novas avarias ainda não detetadas.

A funcionalidade **Siga a Equipa** também alargou o seu âmbito, devido à necessidade identificada pelos clientes em entrarem em contacto com os técnicos antes da chegada ao local. Neste sentido, sempre que um Cliente tiver uma visita técnica agendada, já pode falar diretamente com o técnico quando este estiver a caminho de sua casa, evitando assim possíveis desencontros ou até mesmo evitando uma visita não realizada, caso ocorra algum imprevisto e o Cliente não consiga estar presente.

Em 2022, a E-REDES concluiu muitos outros esforços transversais para melhorar a experiência do Cliente que permitiram igualmente capturar eficiências relevantes nos processos, através da disponibilização de mais informação e numa linguagem mais próxima, tais como a **revisão das FAQ** no site e a criação de uma área dedicada para o efeito, que permite ao Cliente ter toda a informação numa linguagem mais simplificada e conhecer todos os processos, sem necessidade de contacto com a Empresa para o esclarecimento das suas dúvidas. Paralelamente, está a ser também revista toda a **Kwiki** – plataforma de suporte aos assistentes e colaboradores com a explicação de todas as áreas do negócio - com o objetivo de esclarecer todas as dúvidas dos assistentes e garantir que conseguem esclarecer qualquer processo ao Cliente e/ou encaminhá-lo corretamente.

Ainda no âmbito da melhoria contínua, a gestão e tratamento das reclamações continua a ser um dos focos da Empresa que acompanha de perto a evolução destes contactos, atuando nas principais causas-raíz de insatisfação dos clientes, através do **Programa -R**. A E-REDES encerra, assim, o ano com aproximadamente 43 mil reclamações, cumprindo o seu objetivo, representando uma redução de 30% face a 2021.

Para enriquecer a experiência dos clientes nas suas visitas aos Pontos de Atendimento, a E-REDES apostou também no **Cliente Mistério**. Ao longo deste ano foram feitas mais de 200 visitas e testados diferentes cenários com o objetivo de avaliar a qualidade do atendimento e identificar lacunas nos procedimentos, oportunidades de melhoria, assim como avaliar a presença e imagem da marca. Com o mesmo propósito, a Empresa continua a apostar em ouvir a voz do Cliente, através dos inquéritos de

satisfação, VOC. Este ano, o objetivo definido foi de uma avaliação global de 7,7 e foi atingido o valor de 7,96 pela primeira vez.

A E-REDES acredita no poder das sinergias e na partilha de conhecimento. Nesse sentido, em 2022, foram realizados 2 eventos com diferentes *stakeholders* para apresentação de resultados, novos projetos e, acima de tudo, troca de ideias e recolha de feedback. O primeiro evento, **Lighthouse 2022**, organizado em conjunto com o Provedor de Cliente do grupo EDP, teve como base o percurso digital da Empresa e discutir a importância da Experiência do Cliente, observando os cinco principais pilares: i) A informação/apoio à decisão; ii) A contratação de serviços; iii) A realização do serviço; iv) O atendimento pós-venda; v) A gestão das reclamações e queixas. Em novembro, realizou-se o segundo evento, desta vez focado num dos temas core da Empresa: as Ligações à Rede – **Ligação à Rede no Centro da Transição Energética**. Este evento contou com aproximadamente 700 participantes, dos quais vários técnicos eletricitas, alguns representantes de diferentes autarquias, clientes produtores, bem como vários operadores de postos de carregamento de mobilidade elétrica, que se juntaram num dia dedicado à discussão da importância da transição energética, da digitalização dos processos e também da experiência do Cliente e de todos os *stakeholders* envolvidos no processo.

Num setor que se mostra cada vez mais dinâmico e em transformação, que a cada dia envolve mais os diferentes *stakeholders* nos seus processos, desempenhando um papel fulcral e relevante na sociedade, exige-se não menos que qualidade e excelência no desempenho da sua atividade.

Assim, é fundamental ter visibilidade a cada momento sobre o estado dos diversos processos, sendo assim de extrema relevância uma estratégia de dados alinhada com as necessidades e estratégia de negócio. Este alinhamento permite uma melhor compreensão sobre os processos de negócio, seja a identificação de constrangimentos no processo e etapas a otimizar como aquelas que estão controladas, a análise sobre tendências, e permite procurar soluções, tomar decisões e definir objetivos e estratégias de uma forma apoiada e fundamentada.

Este foi um ano de concretização de diversas iniciativas de transformação com um enorme contributo para a maturidade digital da E-REDES, com foco nos resultados na experiência do Cliente e na eficiência operacional. Para além de todos estes novos lançamentos, a Empresa tem estado a trabalhar em novos serviços e produtos, tais como a nova app, lançada no primeiro trimestre de 2023.

Reforçando ainda mais a importância do tema da transição energética, em 2022 foi criado o projeto **Sprint Verde**, que resultou na criação de produtos de negócio, e na implementação da metodologia *Agile* para gestão da operação de processos de ligação à rede que suportam a transição energética.

O volume de solicitações de ligação à Rede para as tipologias de Geração Distribuída; Mobilidade Elétrica; o Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia tem sofrido um significativo aumento (1.5x) nos últimos 3 a 4 anos (2019-2022), com perspectivas de crescimento exponencial (acima dos 200-500%).

Neste contexto, a E-REDES procurou antecipar-se ao aumento de solicitações de ligação mas sobretudo à complexidade acrescida na operação. Introduziu melhorias aos processos de ligação (nomeadamente por via da digitalização de interações, simplificação, normalização e automação de fases dos processos), de proximidade com os novos *stakeholders* (*workshops* de esclarecimento e sessões contínuas de formação) para aumento da qualidade dos serviços prestados, celeridade na entrada com subsequente aumento da satisfação do Cliente.

Não obstante as melhorias introduzidas, a E-REDES reconheceu a necessidade de promover uma alteração mais estrutural tendo desenvolvido o projeto **Sprint Verde** que pretendeu dar maior visibilidade sobre todas as fases do processo e intervenientes, maior *ownership* e coordenação E-REDES com terceiros, maior agilidade e sentido de urgência na resposta a constrangimentos, tendo implementado o seguinte:

Visibilidade coletiva e *end-to-end* do processo: Desenho processos numa perspetiva *end-to-end*, das suas fases/atividades e responsáveis pela sua execução); Visibilidade total de todos os pedidos em curso e da fase/responsável em que cada um se encontra do processo; Implementação de quadros *Kanban* (para acompanhamento de pedidos em curso e avaliação coletiva crítica dos tempos de resolução) e Implementação de *Dashboards* (para acompanhamento interno e reporte dos processos com partilha com entidades terceiras);

*Ownership* e capacitação do processo *end-to-end* e de fases do processo (definição de novos roles transversais e adoção de um modelo de governo para supervisão e priorização);

Adoção de metodologias e ferramentas *Agile* para desenvolvimento e suporte de rotinas e dinâmicas de trabalho diário das equipas (adoção de *Sprints*, *daily meetings*, suportados em quadros *kanban* e ferramenta JIRA);

Operacionalização do novo modelo em produtos de negócio: 1) Geração Distribuída; 2) Mobilidade Elétrica e o 3) Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia.

---

# 09 | Anexos.



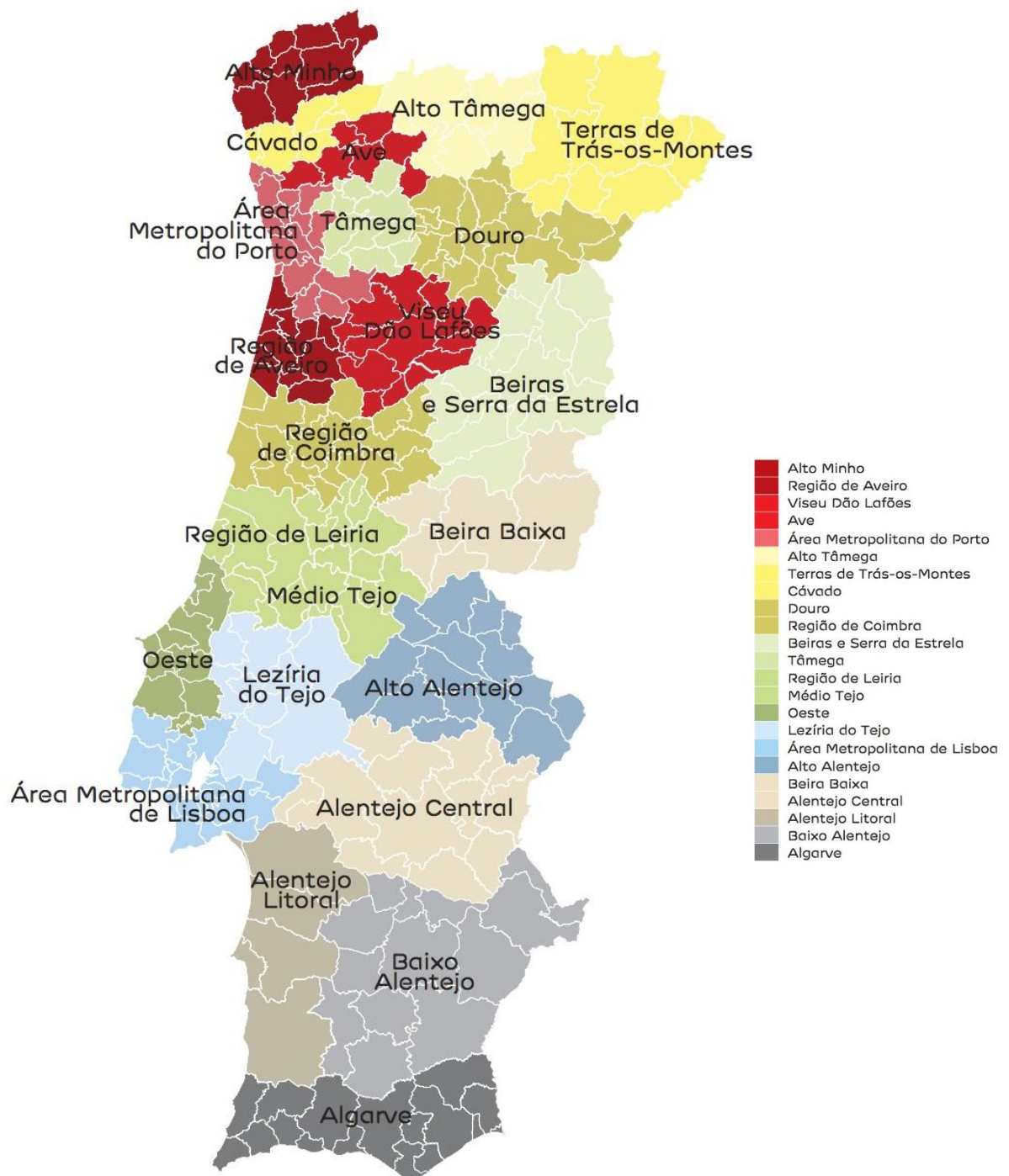
---

# 09 | Anexos.

Anexos 1







## Constituição das regiões NUTS II

### Norte

- Alto Minho
- Cávado
- Ave
- Área Metropolitana do Porto
- Alto Tâmega
- Tâmega e Sousa
- Douro
- Terras de Trás-os-Montes

### Centro

- Região de Aveiro
- Região de Coimbra
- Região de Leiria
- Viseu Dão Lafões
- Beiras e Serra da Estrela
- Beira Baixa
- Oeste
- Médio Tejo

### Área Metropolitana de Lisboa

- Área Metropolitana de Lisboa

### Alentejo

- Alentejo Litoral
- Alto Alentejo
- Alentejo Central
- Baixo Alentejo
- Lezíria do Tejo

### Algarve

- Algarve

## Constituição das regiões NUTS III

### Alto Minho

- Arcos de Valdevez
- Caminha
- Melgaço
- Monção
- Paredes de Coura
- Ponte da Barca
- Ponte de Lima
- Valença
- Viana do Castelo
- Vila Nova de Cerveira

### Cávado

- Amares
- Barcelos
- Braga
- Esposende
- Terras de Bouro
- Vila Verde

### Ave

- Cabeceiras de Basto
- Fafe
- Guimarães
- Mondim de Basto
- Póvoa de Lanhoso
- Vieira do Minho
- Vila Nova de Famalicão
- Vizela

### Algarve

- Albufeira
- Alcoutim
- Aljezur
- Castro Marim
- Faro
- Lagoa
- Lagos
- Loulé
- Monchique
- Olhão
- Portimão
- São Brás de Alportel
- Silves
- Tavira
- Vila do Bispo
- Vila Real de Santo António

### Área Metropolitana de Lisboa

- Alcochete
- Almada
- Amadora
- Barreiro
- Cascais
- Lisboa
- Loures
- Mafra
- Moita
- Montijo
- Odivelas
- Oeiras
- Palmela
- Seixal
- Sesimbra
- Setúbal
- Sintra
- Vila Franca de Xira

### Alentejo Litoral

- Alcácer do Sal
- Grândola
- Odemira
- Santiago do Cacém
- Sines

### Baixo Alentejo

- Aljustrel
- Almodôvar
- Alvito
- Barrancos
- Beja
- Castro Verde
- Cuba
- Ferreira do Alentejo
- Mértola
- Moura
- Ourique
- Serpa
- Vidigueira

### Lezíria do Tejo

- Almeirim
- Alpiarça
- Azambuja
- Benavente
- Cartaxo
- Chamusca
- Coruche
- Golegã

- Rio Maior
- Salvaterra de Magos
- Santarém

### Alto Alentejo

- Alter do Chão
- Arronches
- Avis
- Campo Maior
- Castelo de Vide
- Crato
- Elvas
- Fronteira
- Gavião
- Marvão
- Monforte
- Nisa
- Ponte de Sor
- Portalegre
- Sousel

### Alentejo Central

- Alandroal
- Arraiolos
- Borba
- Estremoz
- Évora
- Montemor-o-Novo
- Mora
- Mourão
- Portel
- Redondo
- Reguengos de Monsaraz
- Vendas Novas
- Viana do Alentejo
- Vila Viçosa

### Área Metropolitana do Porto

- Arouca
- Espinho
- Gondomar
- Maia
- Matosinhos
- Oliveira de Azeméis
- Paredes
- Porto
- Póvoa de Varzim
- Santa Maria da Feira
- Santo Tirso

- São João da Madeira
- Trofa
- Vale de Cambra
- Valongo
- Vila do Conde
- Vila Nova de Gaia
- Alto Tâmega
  - Boticas
  - Chaves
  - Montalegre
  - Ribeira de Pena
  - Valpaços
  - Vila Pouca de Aguiar
- Tâmega e Sousa
  - Amarante
  - Baião
  - Castelo de Paiva
  - Celorico de Basto
  - Cinfães
  - Felgueiras
  - Lousada
  - Marco de Canaveses
  - Paços de Ferreira
  - Penafiel
  - Resende
- Douro
  - Alijó
  - Armamar
  - Carraceda de Ansiães
  - Freixo de Espada à Cinta
  - Lamego
  - Mesão Frio
  - Moimenta da Beira
  - Murça
  - Penedono
  - Peso da Régua
  - Sabrosa
  - Santa Marta de Penaguião
  - São João da Pesqueira
  - Sernancelhe
  - Tabuaço
  - Tarouca
  - Torre de Moncorvo
  - Vila Nova de Foz Côa
  - Vila Real
- Terras de Trás-os-Montes
  - Alfândega da Fé
  - Bragança
  - Macedo de Cavaleiros
  - Miranda do Douro
  - Mirandela
  - Mogadouro
  - Vila Flor
  - Vimioso
- Vinhais
- Oeste
  - Alcobaça
  - Alenquer
  - Arruda dos Vinhos
  - Bombarral
  - Cadaval
  - Caldas da Rainha
  - Lourinhã
  - Nazaré
  - Óbidos
  - Peniche
  - Sobral de Monte Agraço
  - Torres Vedras
- Região de Aveiro
  - Águeda
  - Albergaria-a-Velha
  - Anadia
  - Aveiro
  - Estarreja
  - Ílhavo
  - Murtosa
  - Oliveira do Bairro
  - Ovar
  - Sever do Vouga
  - Vagos
- Região de Coimbra
  - Arganil
  - Cantanhede
  - Coimbra
  - Condeixa-a-Nova
  - Figueira da Foz
  - Góis
  - Lousã
  - Mealhada
  - Mira
  - Miranda do Corvo
  - Montemor-o-Velho
  - Mortágua
  - Oliveira do Hospital
  - Pampilhosa da Serra
  - Penacova
  - Penela
  - Soure
  - Tábua
  - Vila Nova de Poiares
- Região de Leiria
  - Alvaiázere
  - Ansião
  - Batalha
  - Castanheira de Pêra
  - Figueiró dos Vinhos
  - Leiria
  - Marinha Grande
  - Pedrógão Grande
  - Pombal
- Porto de Mós
- Viseu Dão Lafões
  - Aguiar da Beira
  - Carregal do Sal
  - Castro Daire
  - Mangualde
  - Nelas
  - Oliveira de Frades
  - Penalva do Castelo
  - Santa Comba Dão
  - São Pedro do Sul
  - Sátão
  - Tondela
  - Vila Nova de Paiva
  - Viseu
  - Vouzela
- Beira Baixa
  - Castelo Branco
  - Idanha-a-Nova
  - Oleiros
  - Penamacor
  - Proença-a-Nova
  - Vila Velha de Ródão
- Médio Tejo
  - Abrantes
  - Alcanena
  - Constância
  - Entroncamento
  - Ferreira do Zêzere
  - Mação
  - Ourém
  - Sardoal
  - Sertã
  - Tomar
  - Torres Novas
  - Vila de Rei
  - Vila Nova da Barquinha
- Beiras e Serra da Estrela
  - Almeida
  - Belmonte
  - Celorico da Beira
  - Covilhã
  - Figueira de Castelo Rodrigo
  - Fornos de Algodres
  - Fundão
  - Gouveia
  - Guarda
  - Manteigas
  - Meda
  - Pinhel
  - Sabugal
  - Seia
  - Trancoso

---

# 09 | Anexos.

Anexos 2



Apresentam-se em seguida as definições e siglas adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50160 “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica” e dos seguintes regulamentos publicados: Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

## A

**Alta Tensão (AT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

**Avaria** - condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

## B

**Baixa Tensão (BT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

**Baixa Tensão Especial (BTE)** – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW.

**Baixa Tensão Normal (BTN)** – fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

## C

**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.

**Causa** - todo o conjunto de situações que deram origem ao aparecimento de uma ocorrência.

**Cava da tensão de alimentação** - diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% 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. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

**Centro de Condução de uma rede** - órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

**Cliente** - pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica.

**Compatibilidade eletromagnética (CEM)** - aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

**Concessão da RND** – contrato através do qual o Estado outorga a exploração da Rede Nacional de Distribuição exercida em regime de serviço público.

**Condições normais de exploração** - condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia elétrica, às manobras da rede e à eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de

proteção, na ausência de condições excepcionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

**Condução da rede** - ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

**Consumidor** - cliente final de eletricidade.

**Corrente de curto-circuito** - corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

## D

**Defeito (elétrico)** - anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

**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.

**Despacho Nacional ou Regional de uma rede** - órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito nacional ou regional.

**DGEG** - Direção Geral de Energia e Geologia.

**Disparo** - abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.

**Duração média das interrupções do sistema (SAIDI - “System Average Interruption Duration Index”)** - quociente da soma das durações das interrupções longas nos Pontos de Entrega, durante determinado período, pelo número total dos Pontos de Entrega, nesse mesmo período.

## E

**Elemento avariado** - todo o elemento da rede elétrica que apresente danos em consequência de uma avaria.

**EMI** – Equipamento de medição inteligente.

**EMI em telegestão** – Equipamento em que a comunicação com o concentrador de dados é estável, cumprindo requisitos mínimos definidos para realizar serviços remotos, recolher informação de consumos com periodicidade diária (quarto-horária ou relativa a 24 horas) e recolher eventos.

**EMI registado** – Equipamento em que a comunicação com o concentrador de dados ainda está em avaliação (podem evoluir para telegestão) ou em que a comunicação não é estável (ruído, atenuação), permitindo apenas a recolha de leituras.

**Emissão (eletromagnética)** - processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

**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 (normalmente 1 ano civil).

**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 (normalmente 1 ano civil).

**Entrada** - canalização elétrica de Baixa Tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

**ERSE** - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

**Exploração** - conjunto das atividades necessárias ao funcionamento de uma instalação elétrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos elétricos e os não elétricos.

## F

**Flutuação de tensão** - série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

**Fornecedor** - entidade com capacidade para efetuar fornecimentos de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades; produtor em regime ordinário, cogrador, comercializador ou comercializador de último recurso.

**Frequência da tensão de alimentação (f)** - taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra 1 segundo).

**Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI - “System Average Interruption Frequency Index”)** - quociente do número total de interrupções longas nos Pontos de Entrega, num determinado período, pelo número total de Pontos de Entrega.

**Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI – “Momentary Average Interruption Frequency Index”)** - quociente entre o número total de interrupções breves nos Pontos de Entrega, num determinado período, pelo número total de Pontos de Entrega.

## I

**IGI** – Incidente de grande impacto.

**Imunidade (a uma perturbação)** - aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.

**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.

**Indisponibilidade** - situação em que um determinado elemento, como por exemplo um grupo, uma linha, um transformador, um painel, um barramento ou um aparelho, não se encontra apto a responder.

**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.

**Instalação elétrica eventual** - instalação elétrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

**Instalação de utilização** - instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.

**Interrupção acidental** - interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

**Interrupção breve** - interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

**Interrupção do fornecimento ou da entrega** - situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no Ponto de Entrega é inferior a 5 % da tensão declarada  $U_c$ , em todas as fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

**Interrupção longa** - interrupção com uma duração superior a 3 minutos.

**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.

**IP-MPLS** - *IP Multi-protocol Label Switching*.

**Isolamento** - isolar um elemento de rede (ou uma instalação) consiste na abertura de todos os órgãos de corte visível (seccionadores, ligações amovíveis, disjuntores de proteção de todos os secundários dos transformadores de tensão, etc.) de modo a garantir, de forma eficaz, a ausência de alimentação proveniente de qualquer fonte de tensão.

**IVR – Interactive Voice Response.** - *IP Multi-protocol Label Switching*.

## L

**Limite de emissão (duma fonte de perturbação)** - valor máximo admissível do nível de emissão.

**Limite de imunidade** - valor mínimo requerido do nível de imunidade.

## M

**MAIFI – “Momentary Average Interruption Frequency Index”** (ver definição de Frequência média de interrupções breves do sistema).

**Manobras** - ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou a regular os níveis de tensão ou a produção de energia relativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.

**Manutenção** - combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

**Manutenção corretiva (reparação)** - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

**Manutenção preventiva (conservação)** - combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.



**Média Tensão (MT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

**Muito Alta Tensão (MAT)** - tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

## N

**Nível de compatibilidade (eletromagnética)** - nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.

**Nível de emissão** - nível de uma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido de uma maneira especificada.

**Nível de imunidade** - nível máximo de uma perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

**Nível de perturbação** - nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.

**Nível (de uma quantidade)** - valor de uma quantidade avaliada de uma maneira especificada.

## O

**Ocorrência (evento)** - acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.

**Operador Automático (OPA)** - dispositivo eletrônico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

**Operação** - ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

**Operador da rede de distribuição** – entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

**Origem da ocorrência** - localização da ocorrência na rede elétrica que provocou a respetiva ocorrência.

## P

**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.

**Perturbação (eletromagnética)** - fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

**PI** – Pedidos de informação.

**PNUF** – Plano Nacional de Deslastre Frequenciométrico.

**Ponto de entrega (PdE)** - ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede. Na Rede Nacional de Transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega, os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente, ou a fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

**Ponto de ligação** - ponto da rede eletricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

**Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede)** - é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica.

**Ponto de medida** - ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

**Posto elétrico (de uma rede elétrica)** - parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

**Posto de corte** - posto englobando aparelhagem de manobra (disjuntores ou interruptores) que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas, no mesmo nível de tensão, e incluindo geralmente barramentos.

**Posto de seccionamento** - posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas, por meio de seccionadores.

**Posto de transformação** - posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

**Potência nominal** - é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.

**Potência de recurso** – valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

**Produtor** - pessoa singular ou coletiva que produz energia elétrica.

**Protocolo IP** - Protocolo Internet (em inglês: *Internet Protocol*).

**PTC** – Posto de Transformação de serviço particular, propriedade de um cliente.

**PTD** – Posto de Transformação de serviço público, propriedade de um distribuidor de energia elétrica.

## Q

**QEE** – Qualidade de Energia Elétrica.

## R

**Ramal** - canalização elétrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

**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.

**Rede de distribuição** - parte da rede utilizada para a transmissão da energia elétrica, dentro de uma zona de distribuição e consumo, para o consumidor final.

**Rede de transporte** - parte da rede utilizada para o transporte da energia elétrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

**Rede Nacional de Distribuição (RND)** – a rede nacional de distribuição em média e alta tensão.

**Rede Nacional de Transporte (RNT)** - rede que compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os respetivos bens e direitos conexos.

**Regime Especial de Exploração** - situação em que é colocado um elemento de rede (ou uma instalação) durante a realização de trabalhos em tensão, ou na vizinhança de tensão, de modo a diminuir o risco elétrico ou a minimizar os seus efeitos.

**Religação** - operação automática de disparo e fecho de disjuntor, para eliminar defeito transitório em rede aérea, originando uma interrupção inferior a 1 segundo.

**Reposição de serviço** – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

## S

**SAIDI** – “*System Average Interruption Duration Index*” (ver definição de Duração média de interrupções do sistema).

**SAIFI** – “*System Average Interruption Frequency Index*” (ver definição de Frequência média de interrupções do sistema).

**SCADA** – Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, proveniente do inglês “*Supervisory Control and Data Acquisition*”.

**Severidade da tremulação** - intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:

**Severidade de curta duração (Pst)** medida num período de 10 min;

**Severidade de longa duração (Plt)** calculada sobre uma sequência de 12 valores de Pst relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

**Sistema de comando** – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica.

**Sistema de controlo** – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica.

**Sistema de proteção** – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.

**Sobretensão temporária à frequência industrial** - sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

**Sobretensão transitória** - sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

**Subestação** - posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

## T

**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.

**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.

**Tempo de reposição de serviço** – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.

**Tensão de alimentação** - valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

**Tensão de alimentação declarada (Uc)** - 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  $U_c$ .

**Tensão harmônica** - tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmônicas podem ser avaliadas:

**individualmente**, segundo a sua amplitude relativa ( $U_h$ ) em relação à fundamental ( $U_1$ ), em que “h” representa a ordem da harmônica;

**globalmente**, ou seja, pelo valor da distorção harmônica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

**Tensão inter-harmônica** - tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmônicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

**Tensão nominal de uma rede (Un)** - tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

**Trabalho programado (ocorrência programada)** - toda a ocorrência que tenha origem numa causa voluntária. Tem geralmente um pedido de indisponibilidade associado e dá origem a uma ou mais interrupções previstas.

**Tremulação (“flicker”)** - impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

## U

**Utilizador da rede** – pessoa singular ou coletiva que entrega energia elétrica à rede ou que é abastecido através dela.

## V

**Varição de tensão** - aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.







Relatório de Qualidade  
de Serviço 2022