distribuição

RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

EDP Distribuição – Energia, S.A.
Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
www.edpdistribuicao.pt

Índice

1. Introdução 1

2. Caracterização da Rede de Distribuição 5

2.1. Ativos de rede 5

2.2. Utilizadores das redes e entrega de energia a clientes finais 6

3. Qualidade de Serviço Técnica 11

3.1. Continuidade de Serviço da rede AT 11

3.1.1. Caracterização das interrupções 11

3.1.2. Evolução dos indicadores gerais 13

3.1.3. Incidentes mais significativos 15

3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção 16

3.2. Continuidade de Serviço da rede MT 18

3.2.1. Caracterização das interrupções 18

3.2.2. Evolução dos indicadores gerais 19

3.2.3. Cumprimento dos padrões gerais 24

3.2.4. Incidentes mais significativos 25

3.2.5. Indicadores gerais para instalações de produção 25

3.3. Continuidade de Serviço da rede BT 27

3.3.1. Caracterização das interrupções 27

3.3.2. Evolução dos indicadores gerais 28

3.3.3. Cumprimento dos padrões gerais 30

3.4. Qualidade de Energia Elétrica 30

3.4.1. Plano de monitorização da QEE 31

3.4.2. Resultados de monitorização da QEE em subestações AT/MT 33

3.4.2.1. Fenómenos contínuos de tensão 33

3.4.2.2. Eventos de tensão 35

3.4.3. Resultados de monitorização da QEE em postos de transformação de distribuição 37

3.4.4. Ações de melhoria da QEE 38
3.4.4.1. Subestações AT/MT 38
3.4.4.2. Postos de transformação de distribuição 39
3.5. Principais conclusões 39
4. Qualidade de Serviço Comercial 43
4.1. Meios de atendimento 44
4.1.1. Atendimento presencial 44
4.1.2. Atendimento telefónico 45
4.2. Pedidos de informação e reclamações 47
4.2.1. Pedidos de informação 47
4.2.2. Reclamações 47
4.3. Serviços 48
4.3.1. Ligações às redes 48
4.3.2. Ativações e desativações de fornecimento 49
4.3.3. Visita combinada 50
4.3.4. Assistência técnica 51
4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN 51
4.3.6. Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente 52
5. Eventos Excecionais 57
5.1. Tempestade Helena 57
5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço 57
5.1.2. Impacto na QEE 58
5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial 59
5.2. Descargas Elétricas Atmosféricas 59
5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço 60
5.2.2. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial 60
5.3. Depressões Elsa e Fabien 61
5.3.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço 61

5.3.2. Impacto na QEE 62
5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial 63
5.4. Outros Eventos Excecionais 63
6. Compensações por Incumprimento dos Padrões Individuais de Qualidade de Serviço . 67
6.1. Compensações de qualidade de serviço técnica 67
6.2. Compensações de qualidade de serviço comercial 68
7. Clientes com Necessidades Especiais e Clientes Prioritários 73
7.1. Clientes com necessidades especiais 73
7.2. Clientes prioritários 74
8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço 79
8.1. Inovação e operação do sistema 79
8.2. Exploração dos ativos 80
8.3. Comunicação com outros operadores de redes 82
8.4. Campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos" 83
8.4.1. Sensibilização para a Necessidade de Manutenção de Postos de Transformação de Cliente 83
8.4.2. Selo de Qualidade e+ 83
8.5. Redes inteligentes 84
9. Anexos 85

Anexo 1 – Caracterização das Regiões NUTS II e NUTS III
Anexo 2 – Definições e Siglas

1.
INTRODUÇÃO

1. Introdução

No presente relatório é analisada, para o ano de 2019, a qualidade do serviço prestado pela EDP Distribuição, em termos da continuidade de serviço e da qualidade de energia elétrica das redes de distribuição, bem como a qualidade do serviço de âmbito comercial. A análise efetuada tem por base o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), em vigor desde 1 de janeiro de 2018, no qual se encontram as disposições aplicáveis aos setores elétrico e do gás natural.

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 técnica (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 EDP Distribuição apura, para os diferentes níveis de tensão, vários indicadores que caracterizam a continuidade do serviço da rede de distribuição.

Globalmente, os indicadores apurados para o ano de 2019 evidenciam um excelente desempenho da rede elétrica de distribuição, destacando-se o indicador Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada em Média Tensão (TIEPI MT), com o melhor desempenho de sempre – 49 minutos.

Este resultado está em linha com o compromisso da EDP Distribuição no desenvolvimento da rede de distribuição em Portugal. Por outro lado, constitui uma importante referência para sustentar o processo de transição energética, com incorporação crescente de energias renováveis e aumento da eletrificação da economia, sendo fundamental o reforço do investimento na rede de distribuição com vista a dar resposta aos novos desafios da transição energética e da resiliência da rede.

Qualidade de Energia Elétrica

A EDP Distribuição verifica a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) na rede de distribuição através de monitorizações 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 uma distribuição geográfica equilibrada, bem como a identificação de clientes mais suscetíveis a variações da qualidade de tensão. O cumprimento e aplicação deste Plano é analisado em maior detalhe no ponto 3.4 deste relatório.

No que diz respeito ainda à Qualidade de Serviço Técnica, a Empresa prosseguiu a sensibilização sobre a partilha de responsabilidades na utilização das redes elétricas, através da campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos", cujas iniciativas que ocorreram em 2019 são detalhadas no capítulo 8.

Qualidade de Serviço Comercial

No presente relatório é analisado o desempenho da EDP Distribuição 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. Com foco na eficiência operacional e na melhoria da interação, os resultados obtidos em 2019 no âmbito da Qualidade de Serviço Comercial podem considerar-se globalmente positivos.

É de destacar a inauguração, no dia 4 de novembro, de 23 Pontos de Atendimento da EDP Distribuição, espalhados por todo o país, tendo-se garantido a presença a nível distrital, com reforço nas zonas da grande Lisboa e Porto, devido ao volume de atendimentos, tendo também sido assegurada a integração destes serviços em edifícios já ocupados pela EDP Distribuição.

A criação destes pontos de atendimento visou separar a atividade comercial relativa à operação de rede da desenvolvida pelas outras empresas do Grupo EDP.

2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

2. Caracterização da Rede de Distribuição

2.1. Ativos de rede

Em 31 de dezembro de 2019, as instalações e os equipamentos em serviço, na rede operada pela EDP Distribuição, eram os indicados na Tabela 2.1.

	2018	2019
Subestações		
Nº de subestações	432	431
Nº de transformadores	777	782
Potência instalada (MVA)	17 700	17 656
Linhas (incluindo ramais, em km)	**83 089**	**83 382**
Aéreas	**67 920**	**68 116**
AT (60/132 kV)	9 008	9 029
MT (6/10/15/30 kV)	58 912	59 087
Cabos subterrâneos	**15 169**	**15 266**
AT (60/132 kV)	535	539
MT (6/10/15/30 kV)	14 635	14 727
Postos de Transformação de Distribuição		
Unidades	68 933	69 190
Potência instalada (MVA)	20 599	20 757
Redes BT (km)	**143 441**	**144 664**
Aéreas	109 725	110 883
Subterrâneas	33 715	33 781

Tabela 2.1 - Ativos de rede da EDP Distribuição a 31 de dezembro de 2019

Nota: os dados apresentados incluem a rede em situação de reserva. O número de subestações indicado para 2019 inclui 28 subestações MT/MT, 1 subestação MAT/AT/MT e 11 subestações móveis de recurso.

No final do ano de 2019 a potência instalada nas 431 subestações existentes era de 17 656 MVA. Os Postos de Transformação de Distribuição (PTD) totalizavam 69 190 no final do ano, com uma potência instalada de 20 757 MVA, correspondendo a um aumento de cerca de 1% face ao ano anterior.

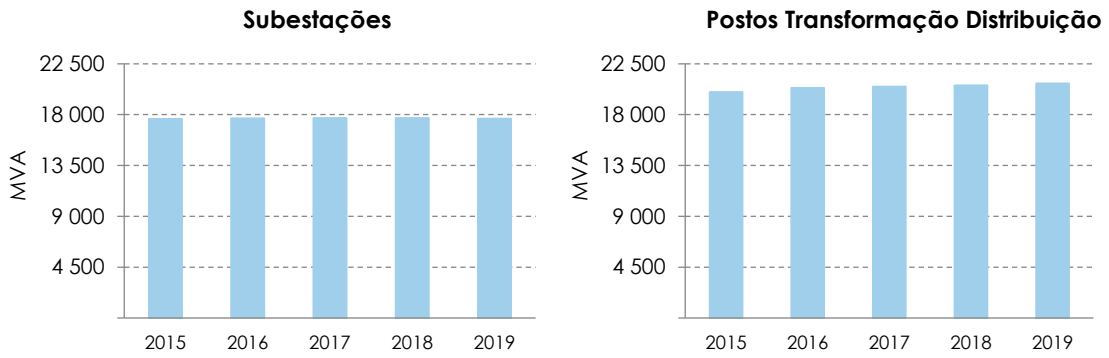


Gráfico 2.1 – Potência instalada em subestações e postos de transformação de distribuição

A rede AT tinha, no final de 2019, uma extensão de 9 568 km, sendo 9 029 km de rede aérea (94%). Quanto às redes MT e BT estavam em exploração, respetivamente, 73 814 km e 144 664 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%.

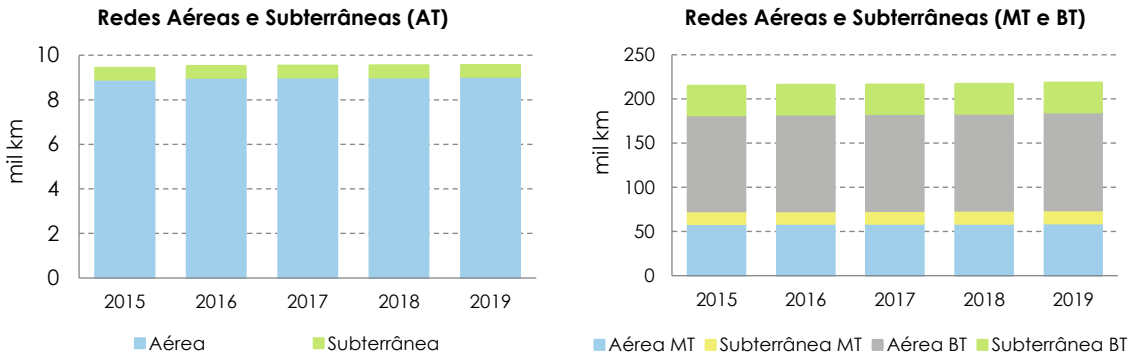


Gráfico 2.2 – Extensão das redes aéreas e subterrâneas, por nível de tensão (mil km)

Em relação a 2018, as redes AT, MT e BT registaram um aumento da sua extensão, de 0,3%, 0,4% e 0,9%, respetivamente.

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

Em 31 de dezembro de 2019, a EDP Distribuição tinha cerca de 6,3 milhões de utilizadores das suas redes. Os consumidores de BT representavam 99,6% do número total de consumidores de eletricidade e pouco menos de metade do total da energia entregue pelas redes de distribuição a clientes finais.

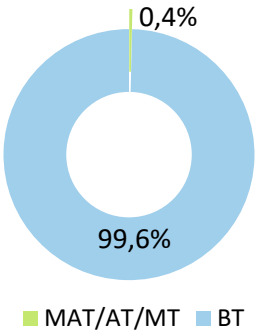


Gráfico 2.3 – Número de utilizadores de rede

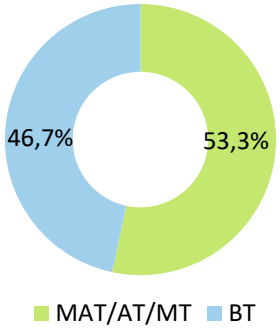


Gráfico 2.4 – Energia entregue

No Gráfico 2.5 é feita a caracterização em termos da distribuição do número total de clientes (mercado livre e mercado regulado) e consumos anuais por cliente final ("BT" e "Outros Níveis de Tensão") para cada uma das regiões NUTS II[1].

[1] NUTS II que correspondem às Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional: Alentejo, Algarve, Área Metropolitana de Lisboa, Centro e Norte.

O Artigo 14.º do RQS consagra a existência de zonas de qualidade de serviço para efeitos de aplicação do regulamento, cuja classificação consta do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS). No Procedimento N.º 1 do MPQS são definidas, para Portugal continental, três zonas de qualidade de serviço (zonas A, B, 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 das restantes localidades tendo em consideração o número de clientes[2].

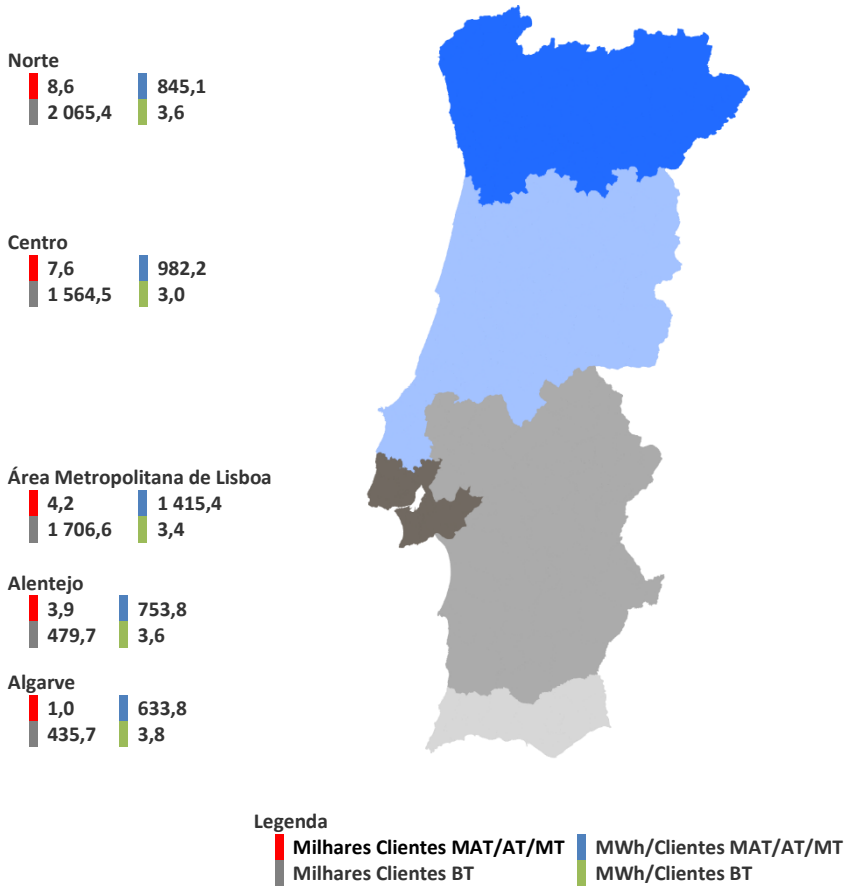


Gráfico 2.5 – Caracterização do número de clientes e consumos anuais por regiões NUTS II

[2] Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;
Zona B: localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;
Zona C: restantes localidades.

3.
QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

3. Qualidade de Serviço Técnica

No presente capítulo apresentam-se os principais indicadores de continuidade de serviço[3] e os resultados da monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) no ano de 2019, 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 EDP Distribuição.

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 EDP Distribuição, 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 excecionais, devidamente classificados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Destes incidentes, que serão detalhados no Capítulo 5 deste relatório, destacam-se as depressões Elsa e Fabien ocorridas no final do ano de 2019.

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 dos incidentes de grande impacto classificados como eventos excecionais, especificamente a Tempestade Helena e as Depressões Elsa e Fabien, 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 excecionais.

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.

3.1. Continuidade de Serviço da rede AT

3.1.1. Caracterização das interrupções

Apresenta-se de seguida, para o ano de 2019, a caracterização da continuidade de serviço da rede AT, em termos das interrupções acidentais e previstas.

[3] *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).

Interrupções Acidentais AT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede AT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	107	6	113
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	160	19	179
TOTAL		**267**	**25**	**292**

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	4	0	4
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	226	0	226
TOTAL		**230**	**0**	**230**

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.

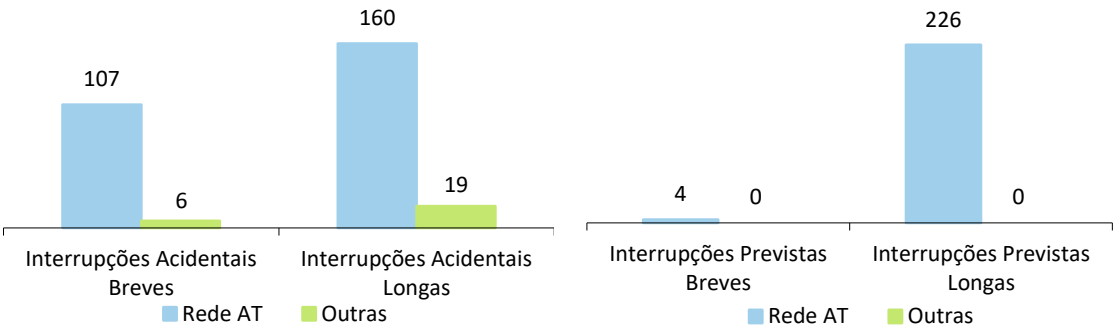


Gráfico 3.1 – Distribuição de interrupções na rede AT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

Refere-se que 89 % das interrupções acidentais longas tiveram origem na rede AT e 11% nas restantes redes ou instalações.

As interrupções longas, de todas as origens e de ambos os tipos, acidentais e previstas, correspondem a 78% do total de interrupções ocorridas na rede AT e resultam predominantemente de causas identificadas como "Próprias" (37,5%), "Acordo com o cliente" (29,4%) e "Outras redes ou instalações" (26,4%). A distribuição por causas das interrupções consta no gráfico seguinte.

Interrupções		N.º Interrupções AT
Previstas	Razões de interesse público	0
	Razões de serviço	0
	Facto imputável ao cliente	0
	Acordo com o cliente	119
	Outras redes ou instalações	107
Acidentais	Razões de segurança	1
	Casos fortuitos	2
	Casos de força maior	3
	Próprias	152
	Outras redes ou instalações	21
TOTAL		**405**

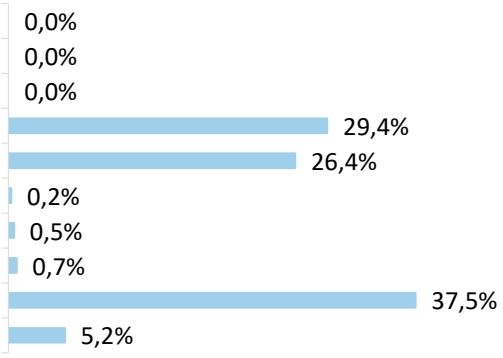


Gráfico 3.2 – Nº de interrupções longas, acidentais e previstas, AT

3.1.2. Evolução dos indicadores gerais

De seguida apresentam-se os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço, 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 ocorridos no ano de 2018.

Indicadores		Ano 2018	Ano 2019	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2018	2019	2018	2019	2018	2019
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,19	0,20	0,11	0,22	0,34	0,15	0,17	0,20
	Previstas	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAIDI AT (min)	Acidentais	44,40	22,97	37,05	78,17	30,06	47,65	47,30	16,38
	Previstas	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAIFI AT (nº)	Acidentais	1,37	0,94	0,44	1,00	0,59	0,47	1,55	1,02
	Previstas	0,01	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00

Tabela 3.3 – Indicadores da rede AT globais e por zonas de qualidade de serviço

Focando a análise nos resultados obtidos por regiões NUTS III[4] 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, Alto Alentejo, Cávado, Douro, Lezíria do Tejo, Região de Leiria e Terras de Trás-os-Montes não registaram qualquer interrupção.

Se considerarmos apenas o universo de instalações de consumo, os indicadores gerais de continuidade de serviço AT apresentam os valores globais constantes na Tabela 3.4.

[4] Na página da EDP Distribuição constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-gerais

Indicadores		Ano 2019
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,09
	Previstas	0
SAIDI AT (min)	Acidentais	10,00
	Previstas	0
MAIFI AT (nº)	Acidentais	0,21
	Previstas	0

Tabela 3.4: Indicadores gerais da continuidade de serviço da rede AT de instalações de consumo

No Gráfico 3.3, relativamente ao indicador SAIFI AT, que se apresenta de seguida, verifica-se que foram registadas melhorias significativas entre 50 a 100% face a 2018, em 10 regiões.

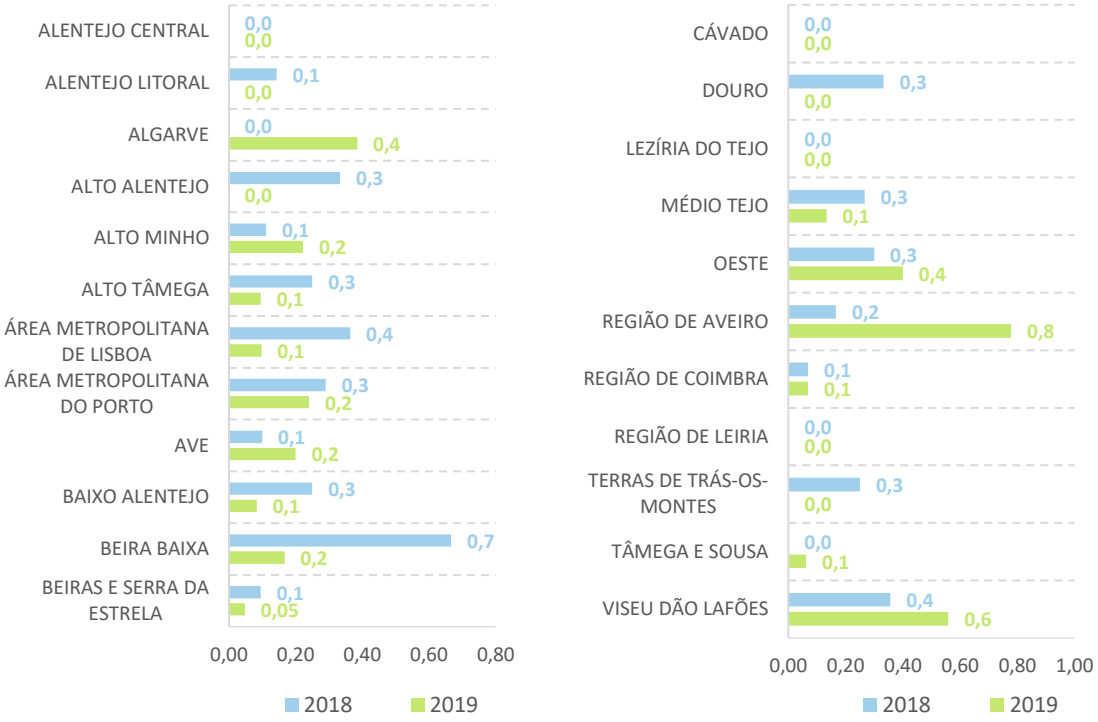


Gráfico 3.3 – Indicador SAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

No caso do indicador SAIDI AT apresentado no Gráfico 3.4, verificou-se uma significativa melhoria relativamente a 2018 em 12 regiões.

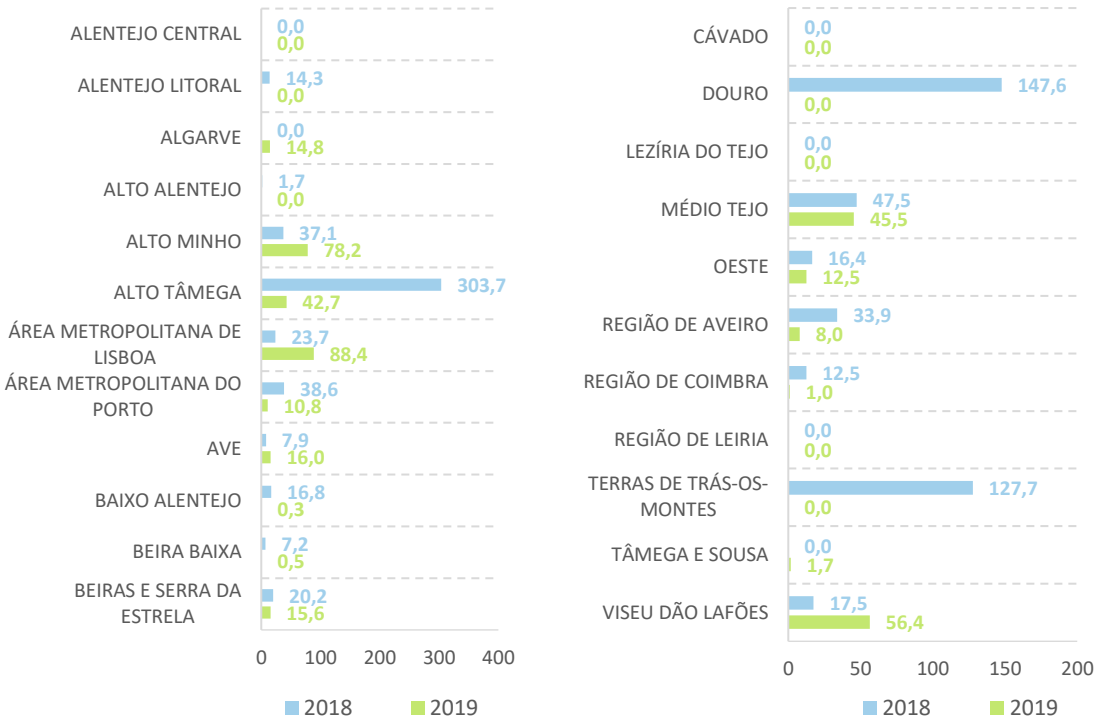


Gráfico 3.4 – Indicador SAIDI AT (min) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

No que diz respeito ao indicador MAIFI AT discriminado no Gráfico 3.5, registaram-se valores significativamente mais favoráveis face a 2018 em 12 regiões.

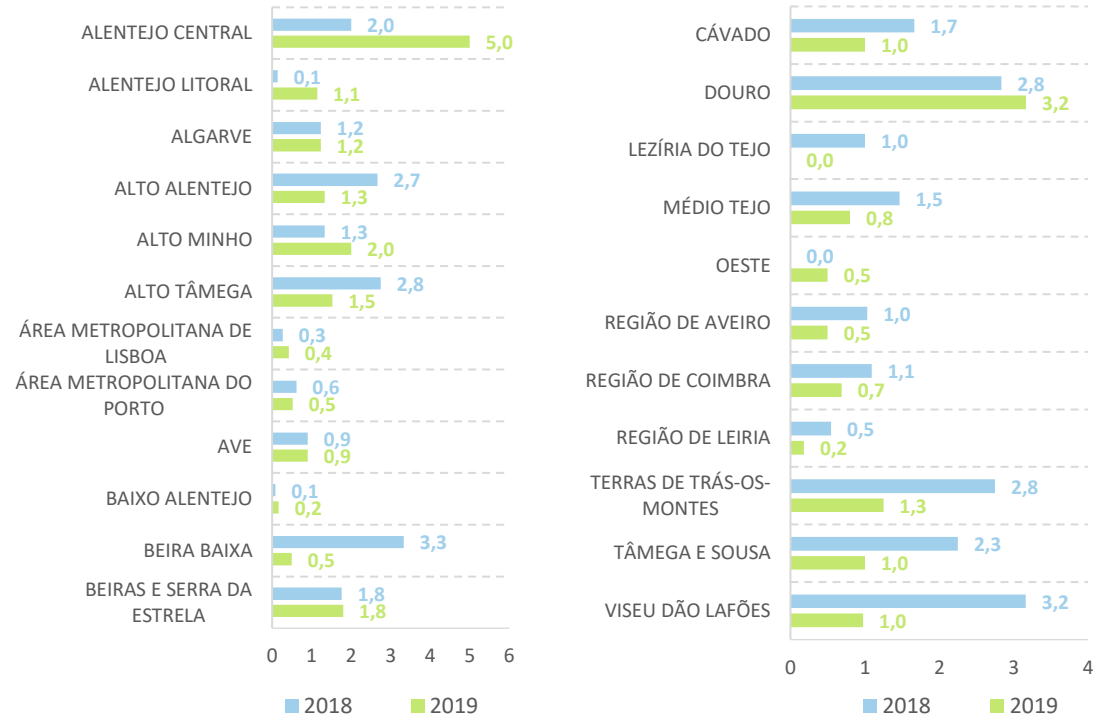


Gráfico 3.5 – Indicador MAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

3.1.3. Incidentes mais significativos

No dia 06 de fevereiro de 2019 um incidente na Subestação Lousado, afetou os clientes alimentados por esta subestação, causando a interrupção de alimentação a clientes AT, MT e BT. Por outro lado, a

passagem da tempestade Helena, no dia 01 de fevereiro de 2019, que afetou as zonas centro e norte de Portugal continental, mais significativamente nas zonas a norte do rio Tejo, teve um impacto significativo na rede de distribuição AT. A ocorrência de Descargas Elétricas Atmosféricas, que atingiram a zona norte de Portugal continental nos dias 25 e 26 de agosto de 2019 teve também impacto na rede de distribuição de AT. No final de 2019, entre os dias 18 e 23 de dezembro de 2019, a passagem das depressões Elsa e Fabien teve um elevado impacto na rede AT nas zonas centro e norte de Portugal continental, em resultado da forte destruição causada por esta intempérie. O impacto deste incidente pode ser analisado com maior detalhe no Capítulo 5 - Eventos Excecionais.

3.1.4. Indicadores gerais para instalações de produção

De forma a complementar a caracterização da continuidade de serviço da rede AT em 2019, apresentam-se de seguida os indicadores gerais de continuidade de serviço para instalações de produção 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 2019	Zona A	Zona B	Zona C
SAIFI AT (nº)	Acidentais	0,20	1,00	0,17	0,19
	Previstas	0	0	0	0
SAIDI AT (min)	Acidentais	25,04	351,77	10,14	20,93
	Previstas	0	0	0	0
MAIFI AT (nº)	Acidentais	1,41	4	0,17	1,43
	Previstas	0	0	0	0

Tabela 3.5 – Indicadores de instalações de produção AT globais e por zonas de qualidade de serviço

No que diz respeito ao indicador SAIFI AT discriminado no Gráfico 3.6, registaram-se valores nulos em 11 das 23 NUTS III, sendo a Região de Aveiro a que registou o valor mais elevado do indicador com 1 interrupção, tendo as restantes regiões apresentado valores inferiores.

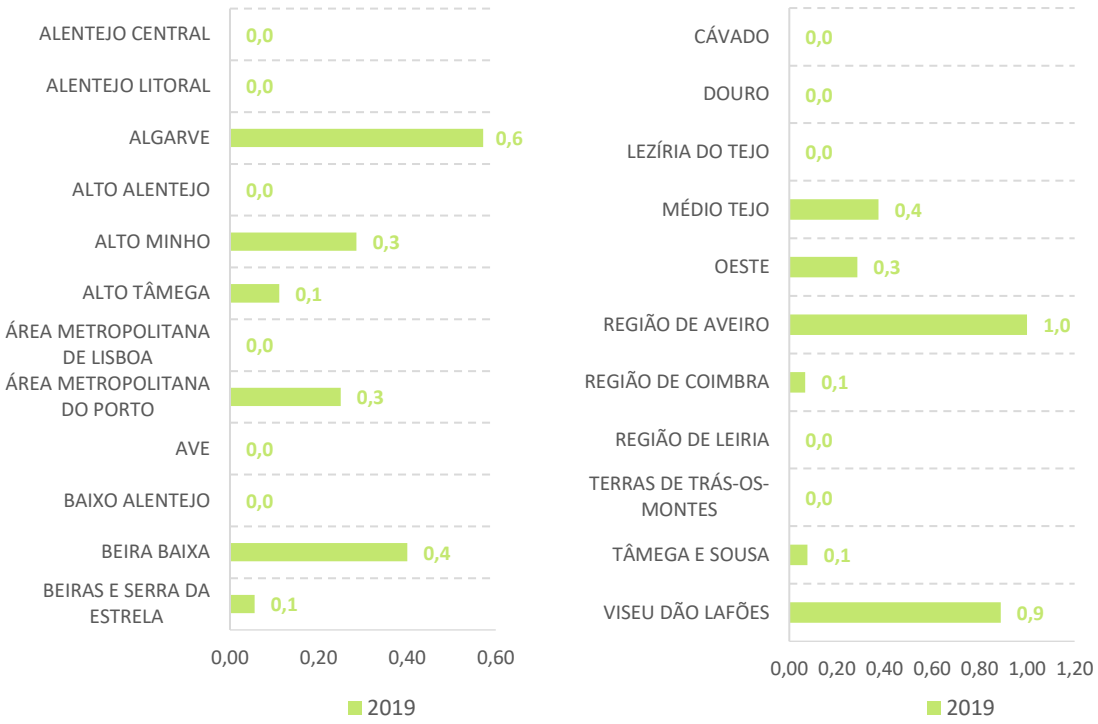


Gráfico 3.6 – Indicador de produção SAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2019

No que diz respeito ao indicador SAIDI AT discriminado no Gráfico 3.7, registaram-se valores nulos em 11 das 23 NUTS III.

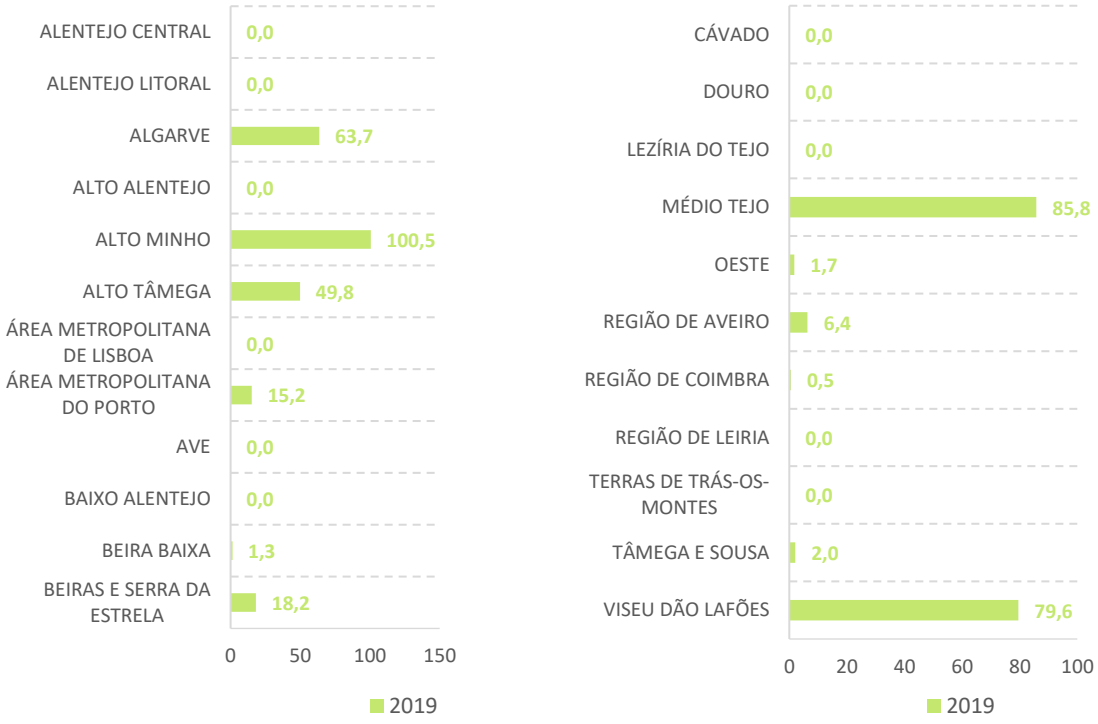


Gráfico 3.7 – Indicador de produção SAIDI AT (min) por regiões NUTS III em 2019

Relativamente ao indicador MAIFI AT discriminado no Gráfico 3.8, registaram-se valores nulos em 5 das 23 NUTS III, sendo Terras de Trás-os-Montes a região que registou o valor mais elevado do indicador

com 5 interrupções, tendo as restantes regiões apresentado valores inferiores.

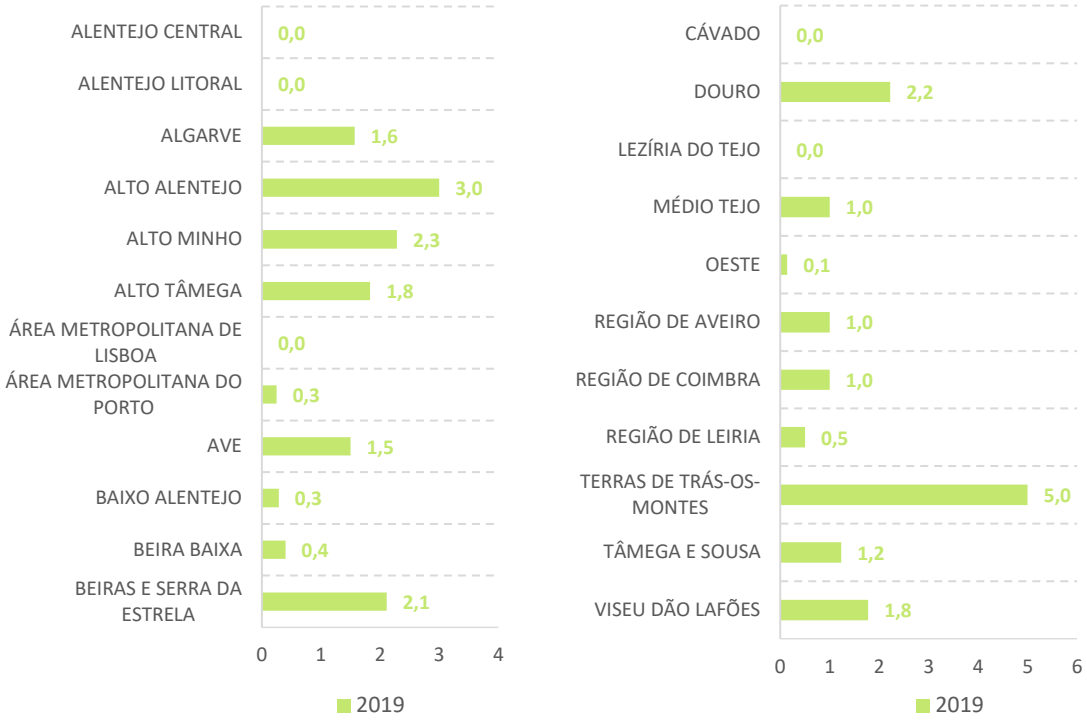


Gráfico 3.8 – Indicador de produção MAIFI AT (n.º) por regiões NUTS III em 2019

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 2019.

Interrupções Acidentais MT	Duração	Origem das Interrupções		Total
		Rede MT	Outras	
Interrupções Acidentais Breves	1 seg ≤ t ≤ 3 min	7 676	32	7 708
Interrupções Acidentais Longas	t > 3 min	5 339	45	5 384
TOTAL		**13 015**	**77**	**13 092**

Tabela 3.6 – 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	6	0	6
Interrupções Previstas Longas	t > 3 min	101	1	102
TOTAL		**107**	**1**	**108**

Tabela 3.7 – 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.

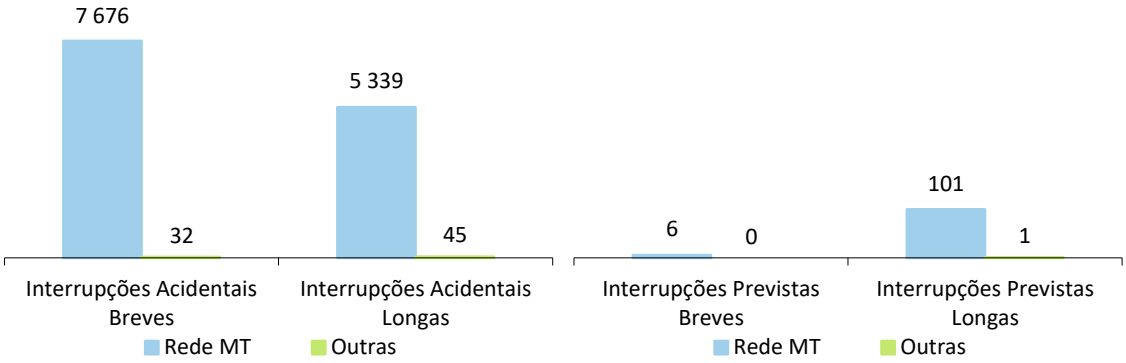


Gráfico 3.9 – Distribuição de interrupções na rede MT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

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 41,6% do total de interrupções que ocorreram na rede MT, sendo que 90% são resultantes de causas "Próprias", conforme se verifica no gráfico seguinte.

Interrupções		N.º Interrupções MT
Previstas	Razões de interesse público	0
	Razões de serviço	8
	Facto imputável ao cliente	8
	Acordo com o cliente	48
	Outras redes ou instalações	38
Acidentais	Razões de segurança	3
	Casos fortuitos	116
	Casos de força maior	55
	Próprias	4936
	Outras redes ou instalações	274
TOTAL		**5486**

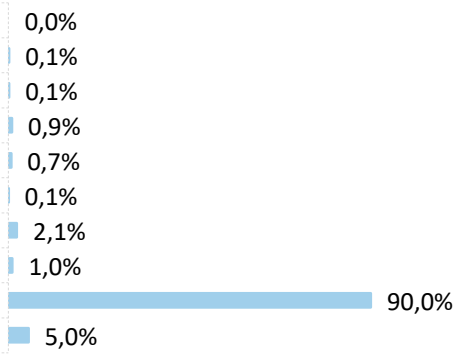


Gráfico 3.10 – Nº de interrupções longas, acidentais e previstas, MT

3.2.2. Evolução dos indicadores gerais

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[5],

[5] Na página da EDP Distribuição constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-gerais

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 nas depressões *Elsa* e *Fabien*), foi possível atingir, em 2019, um TIEPI MT de 49,13 minutos, correspondendo ao melhor desempenho de sempre, estando alinhado com as melhores práticas Europeias.

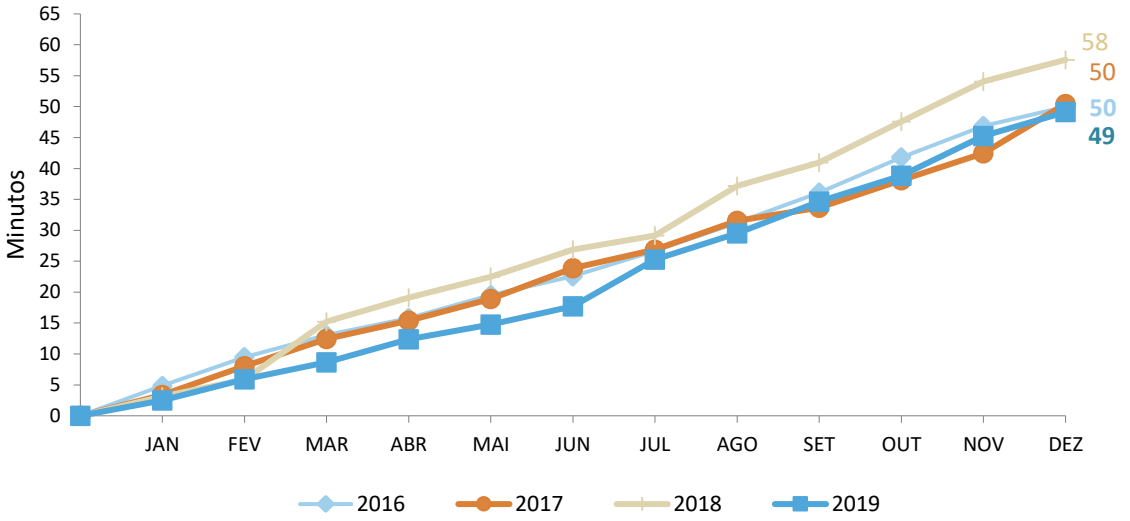


Gráfico 3.11 – Evolução mensal acumulada TIEPI MT (Interrupções Longas Previstas e Acidentais)

No Gráfico 3.12 apresenta-se a evolução mensal acumulada do SAIDI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos.

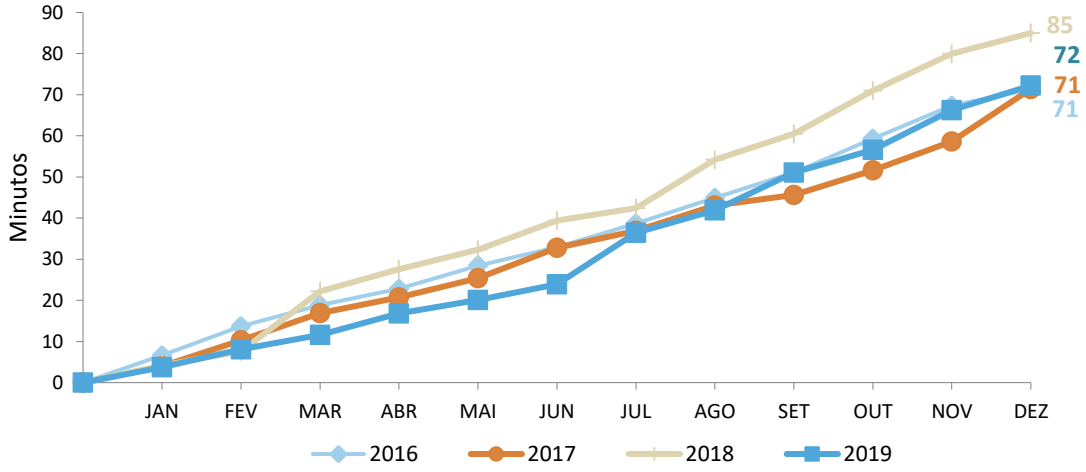


Gráfico 3.12 – Evolução mensal acumulada SAIDI MT

Na Tabela 3.8 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 2018	Ano 2019	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2018	2019	2018	2019	2018	2019
TIEPI MT (min)	Acidentais	57,51	49,09	23,12	21,48	48,47	39,45	80,68	68,42
	Previstas	0,08	0,04	0,18	0	0,04	0,01	0,05	0,07
END MT (MWh)	Acidentais	3900,31	3439,20	365,90	342,05	1000,08	821,54	2534,33	2275,60
	Previstas	5,30	2,48	2,87	0	0,86	0,13	1,57	2,35
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,77	1,74	0,68	0,71	1,29	1,17	2,13	2,11
	Previstas	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
SAIDI MT (min)	Acidentais	84,95	72,13	29,85	27,18	55,13	46,51	105,36	88,54
	Previstas	0,05	0,09	0,11	0	0,04	0,03	0,04	0,13
MAIFI MT (nº)	Acidentais	11,57	9,28	2,03	1,72	6,52	5,00	15,06	12,04
	Previstas	0,00	0,00	0	0	0	0	0	0,00

Tabela 3.8 – Indicadores da rede MT globais e por zonas de qualidade de serviço

Através dos valores apresentados, constata-se que de forma idêntica ao TIEPI MT, também os resultados de SAIDI MT apresentam uma evolução muito favorável comparativamente a 2018.

Se considerarmos apenas o universo de instalações de consumo, os indicadores gerais de continuidade de serviço MT apresentam os valores globais constantes na Tabela 3.9.

Indicadores		Ano 2019
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,73
	Previstas	0
SAIDI MT (min)	Acidentais	71,82
	Previstas	0
MAIFI MT (nº)	Acidentais	9,25
	Previstas	0

Tabela 3.9: Indicadores gerais da continuidade de serviço da rede MT de instalações de consumo

No caso do indicador TIEPI MT (Gráfico 3.13), foram registadas melhorias muito significativas face a 2018 em 12 regiões, com reduções compreendidas entre os 16% e os 55%.

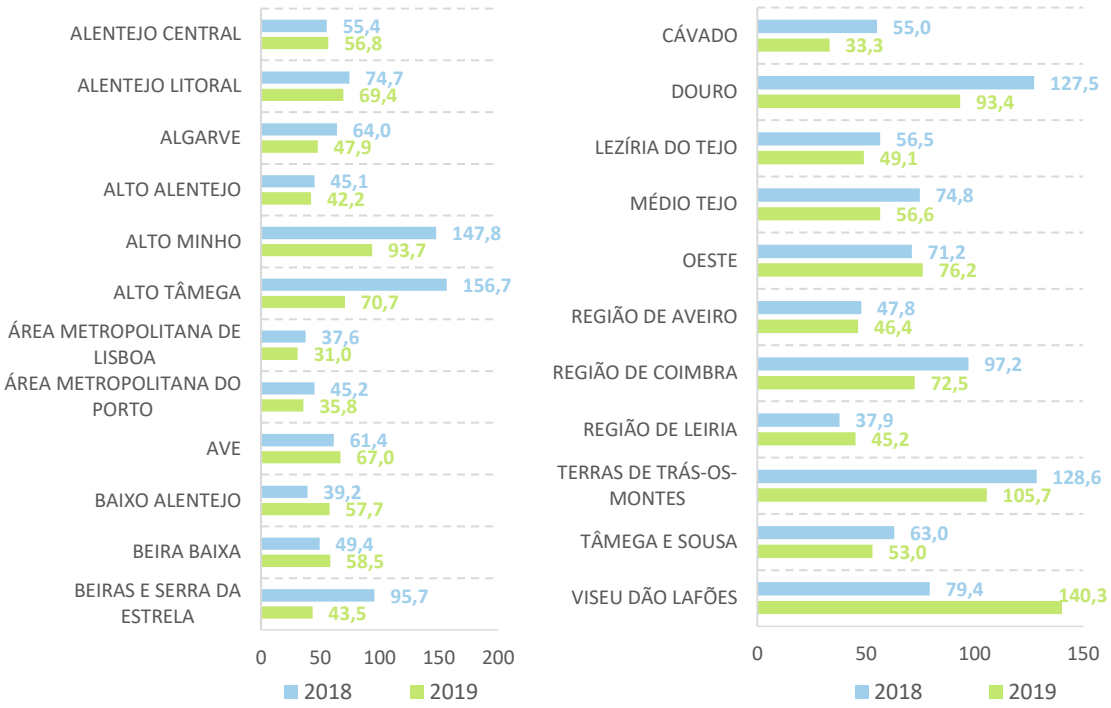


Gráfico 3.13 – Indicador TIEPI MT (min) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

Relativamente ao indicador END MT (Gráfico 3.14) constata-se uma melhoria significativa em 12 regiões, sendo as regiões Alto Tâmega e Beiras e Serra da Estrela com a evolução mais favorável em cerca de 54%.

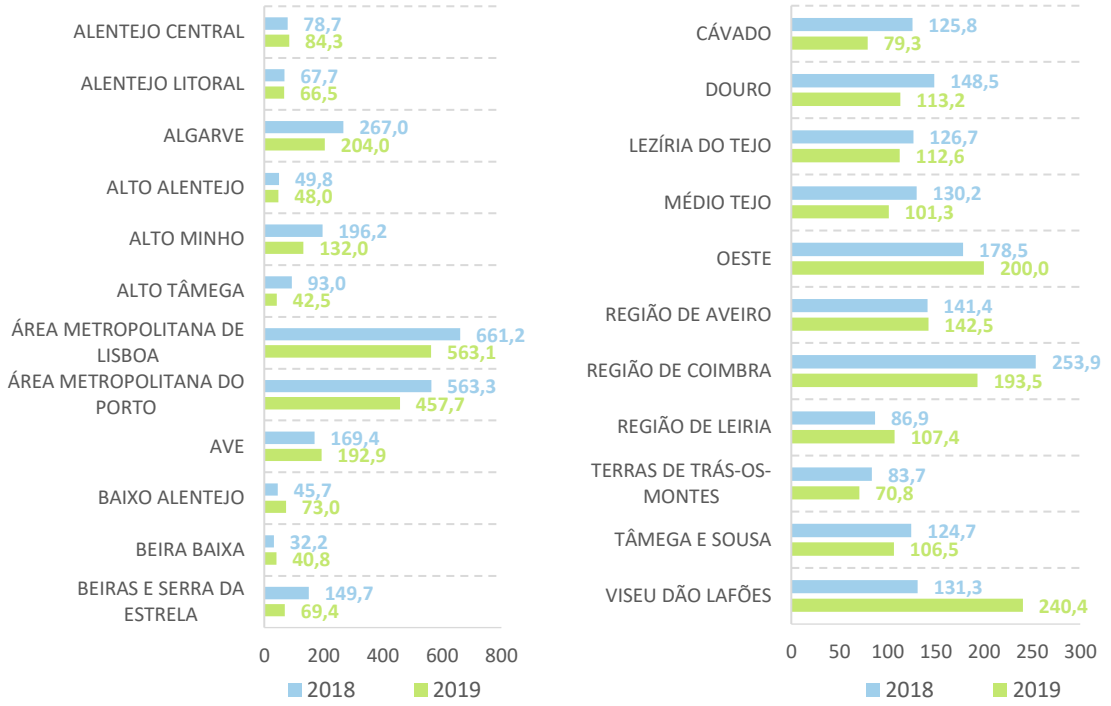


Gráfico 3.14 – Indicador END MT (MWh) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.15), relativamente a 2018 foi registada em 10 regiões uma melhoria com reduções compreendidas entre os 10% e os 39%.

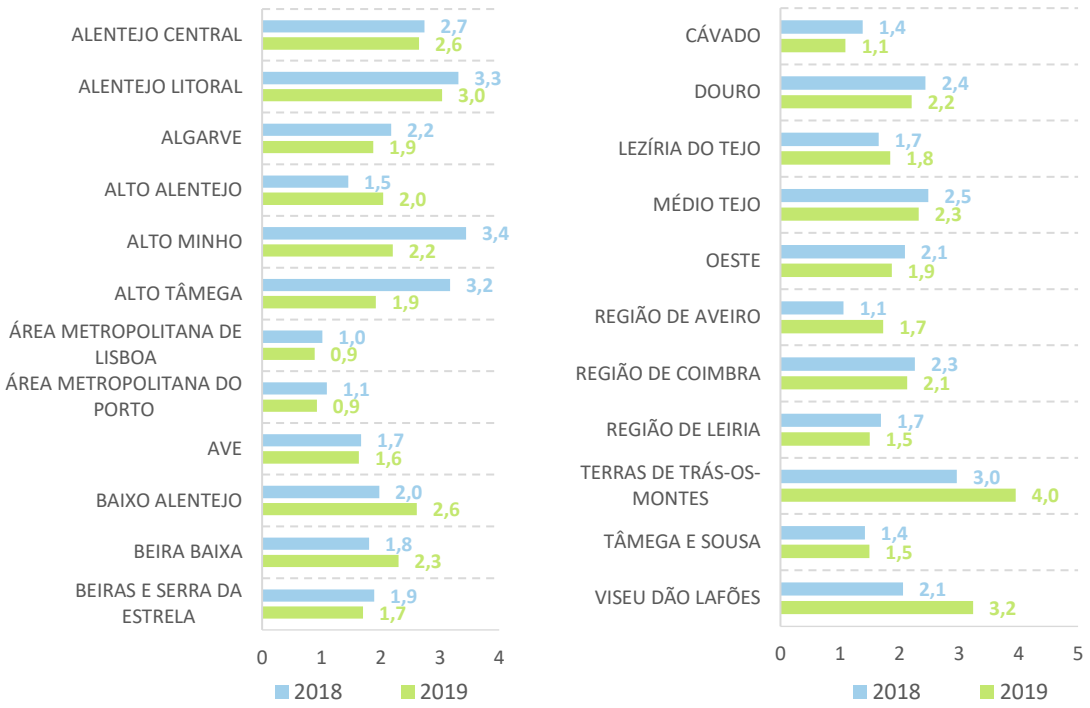


Gráfico 3.15 – Indicador SAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

No que diz respeito ao indicador SAIDI MT (Gráfico 3.16) foram registadas melhorias em 11 regiões, com reduções compreendidas entre os 18% e os 55%.

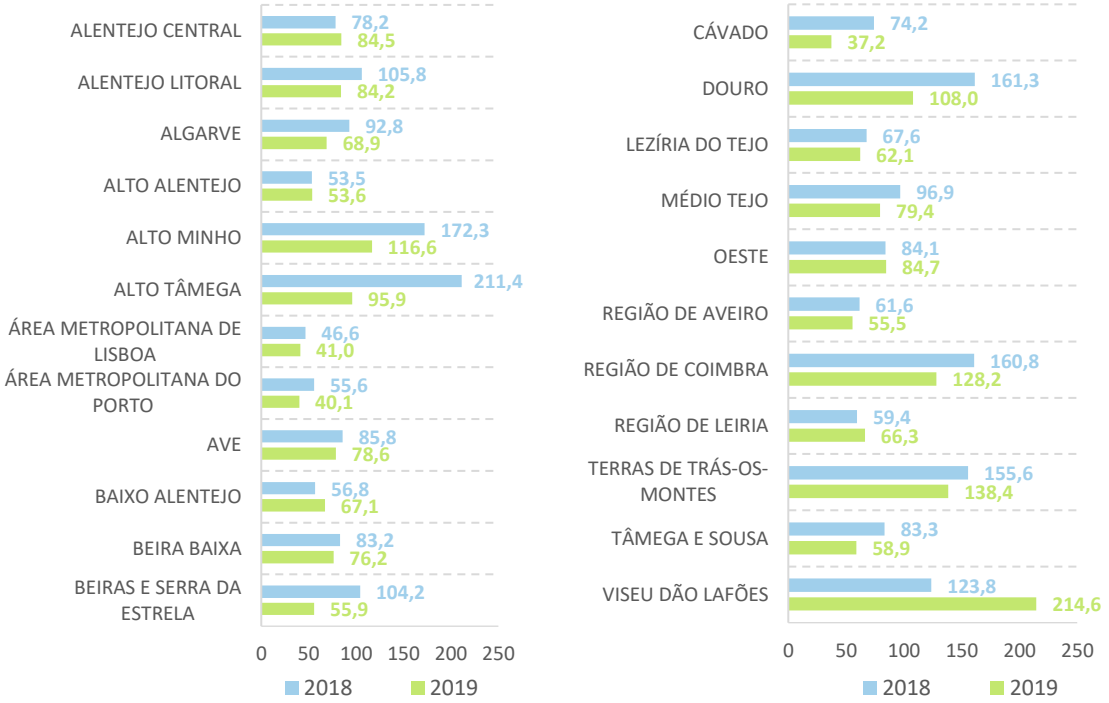


Gráfico 3.16 – Indicador SAIDI MT (min) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

O indicador MAIFI MT (Gráfico 3.17) apresentou este ano uma melhoria face a 2018 em todas as regiões do país, sendo a região do Algarve a que mais se destaca, com uma diminuição de 37%.

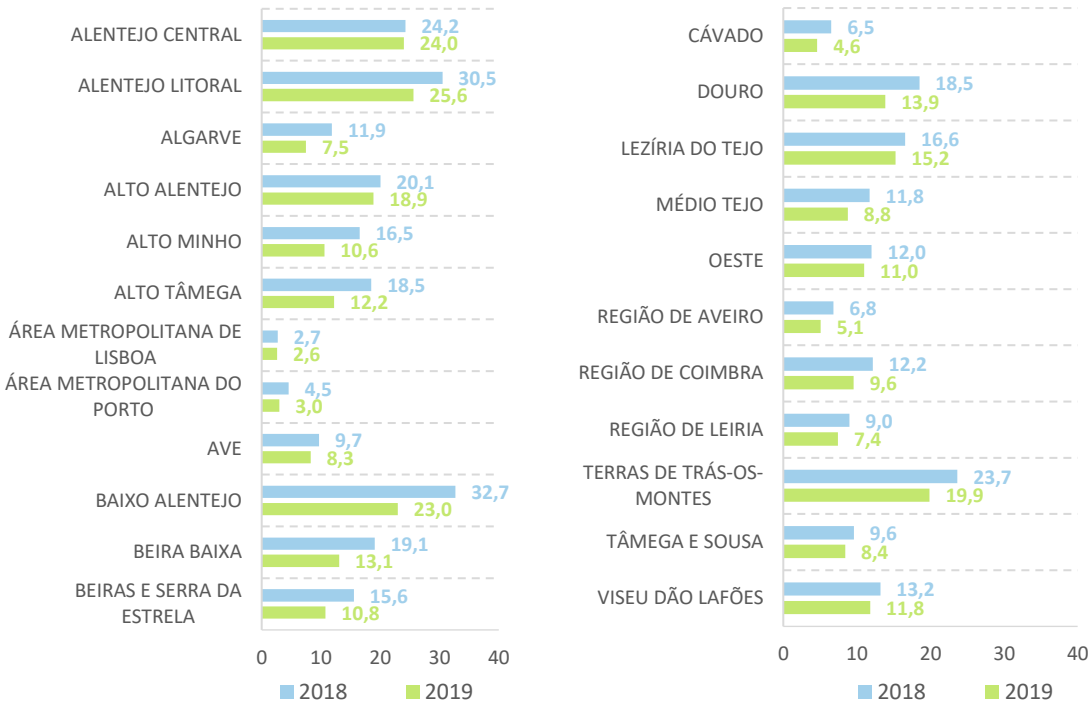


Gráfico 3.17 – Indicador MAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

Os indicadores de continuidade de serviço alcançados pelas redes elétricas de distribuição em 2019 representam uma boa *performance* e traduzem a consolidação e sustentabilidade da trajetória de melhoria conseguida nos últimos anos, tendo sido atingido o valor mais baixo de sempre ao nível do indicador TIEPI MT. Este facto é ainda mais relevante num ano particularmente desafiante ao nível das condições meteorológicas registadas, como as duas tempestades já referidas.

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 2019.

Indicadores	Zonas de Qualidade de Serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI MT (n.º)	3	0,71	5	1,17	7	2,11
SAIDI MT (min)	180	27,18	240	46,51	420	88,54

Tabela 3.10 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

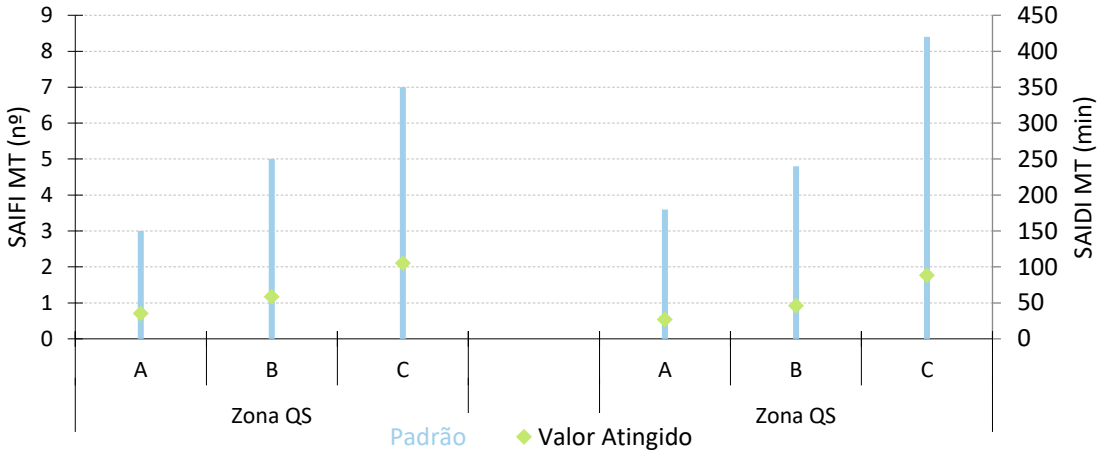


Gráfico 3.18 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço da rede MT

Tendo em conta os valores apresentados na Tabela 3.10 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 2019, sendo que, o incidente na Subestação Lousado também impactou os indicadores da rede de distribuição MT. Este incidente teve um impacto na continuidade de serviço de 0,42 minutos no SAIDI MT, 0,64 minutos no TIEPI MT e de 50,03 MWh na END. O impacto dos restantes 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 2019, 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 2019	Zona A	Zona B	Zona C
SAIFI MT (nº)	Acidentais	1,76	2,10	1,31	1,78
	Previstas	0	0	0	0
SAIDI MT (min)	Acidentais	103,45	94,93	65,01	106,79
	Previstas	0	0	0	0
MAIFI MT (nº)	Acidentais	9,69	8,30	7,85	9,88
	Previstas	0,00	0	0	0,00

Tabela 3.11 – Indicadores de instalações de produção MT globais e por zonas de qualidade de serviço

No caso do indicador SAIFI MT (Gráfico 3.19), verifica-se que 15 das 23 NUTS III apresentam duas ou menos interrupções.

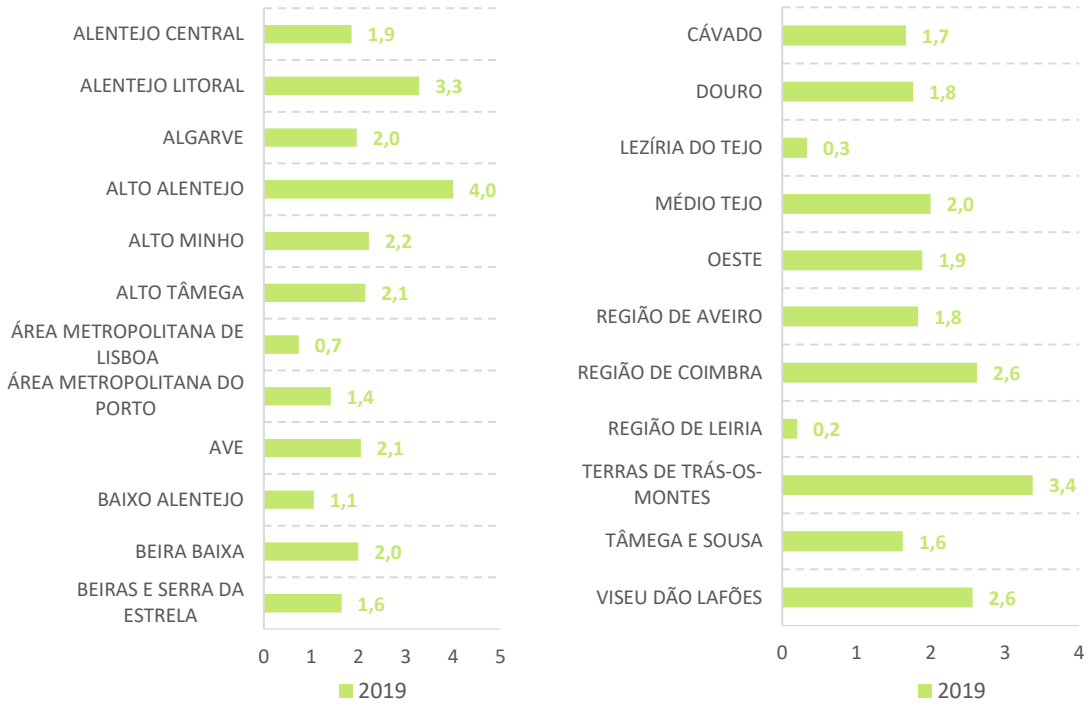


Gráfico 3.19 – Indicador de produção SAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2019

No caso do indicador SAIDI MT (Gráfico 3.20), verifica-se que 15 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, uma duração inferior a 100 minutos.

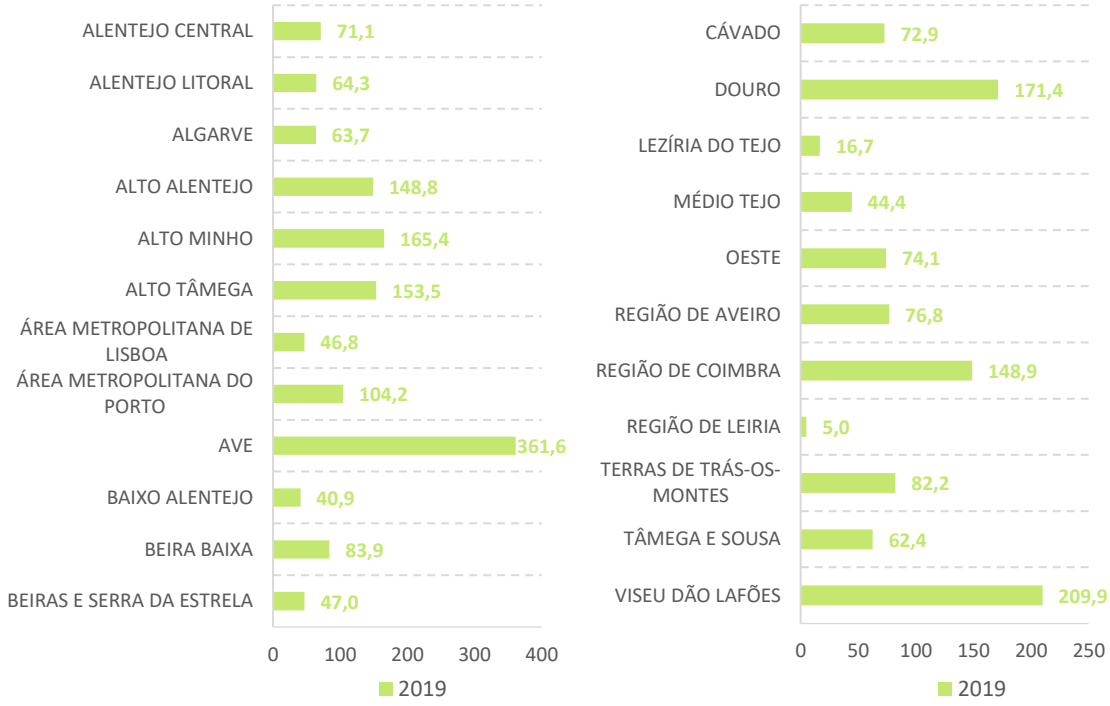


Gráfico 3.20 – Indicador de produção SAIDI MT (min) por regiões NUTS III em 2019

No caso do indicador MAIFI MT (Gráfico 3.21), verifica-se que 12 das 23 NUTS III apresentam, neste indicador, um valor inferior a 10 interrupções.

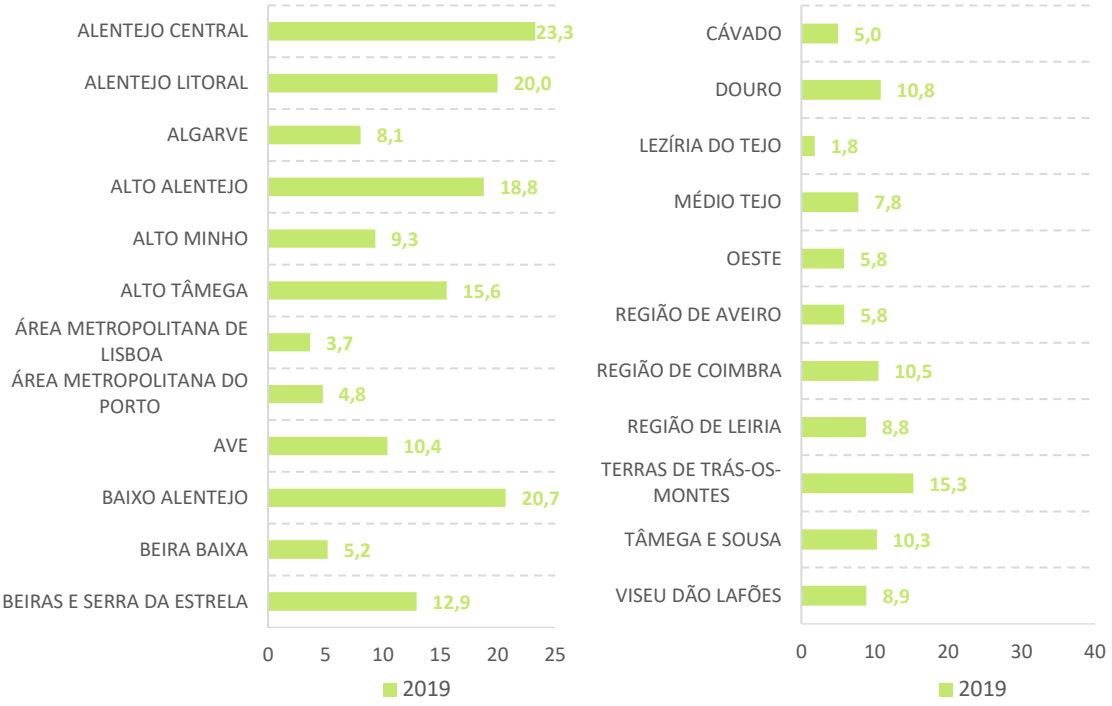


Gráfico 3.21 – Indicador de produção MAIFI MT (n.º) por regiões NUTS III em 2019

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 2019.

Interrupções BT	Origem	
	Rede BT	Instalação Cliente BT
Interrupções Acidentais	28 293	122 795
Interrupções Previstas	485	13
TOTAL	**28 778**	**122 808**

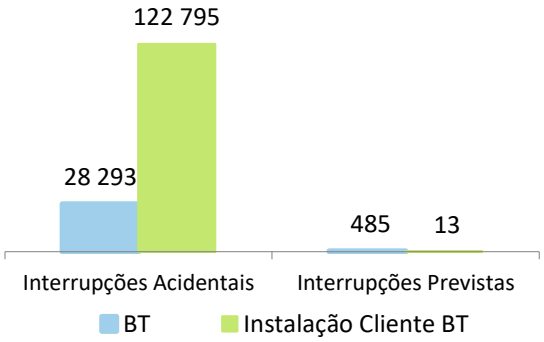


Gráfico 3.22 – Distribuição de interrupções longas na rede BT, por origem, dos tipos acidentais e previstas

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 EDP Distribuição, representando 81% 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.

Interrupções		N.º Interrupções BT
Previstas	Razões de interesse público	0
	Razões de serviço	136
	Facto imputável ao cliente	0
	Acordo com o cliente	270
	Outras redes ou instalações	79
Acidentais	Razões de segurança	2
	Casos fortuitos	1 060
	Casos de força maior	102
	Próprias	27 018
	Outras redes ou instalações	111
TOTAL		**28 778**

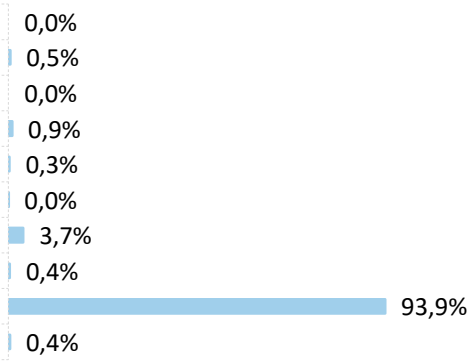


Gráfico 3.23 – Nº de interrupções longas, acidentais e previstas, BT

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, bem como a sua desagregação por zonas de qualidade de serviço e regiões NUTS III[6], resultantes de interrupções longas, acidentais e previstas.

Indicadores		Ano 2018	Ano 2019	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
				2018	2019	2018	2019	2018	2019
SAIFI BT (nº)	Acidentais	1,55	1,49	0,74	0,73	1,23	1,14	2,15	2,06
	Previstas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SAIDI BT (min)	Acidentais	80,98	68,57	35,58	34,08	60,73	48,84	116,54	96,73
	Previstas	0,23	0,48	0,17	0,59	0,42	0,52	0,13	0,40

Tabela 3.12 – Indicadores da rede BT globais e por zonas de qualidade de serviço

Analisando os resultados obtidos para rede BT (Tabela 3.12), verifica-se que os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT tiveram uma melhoria bastante significativa, particularmente o SAIDI BT na Zona B onde se registou uma diminuição de 19,3%.

No caso do indicador SAIFI BT (Gráfico 3.24) foi registada em 10 regiões uma melhoria com reduções compreendidas entre os 7% e os 42%.

[6] Na página da EDP Distribuição constam os valores dos indicadores de continuidade de serviço por concelho https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-gerais

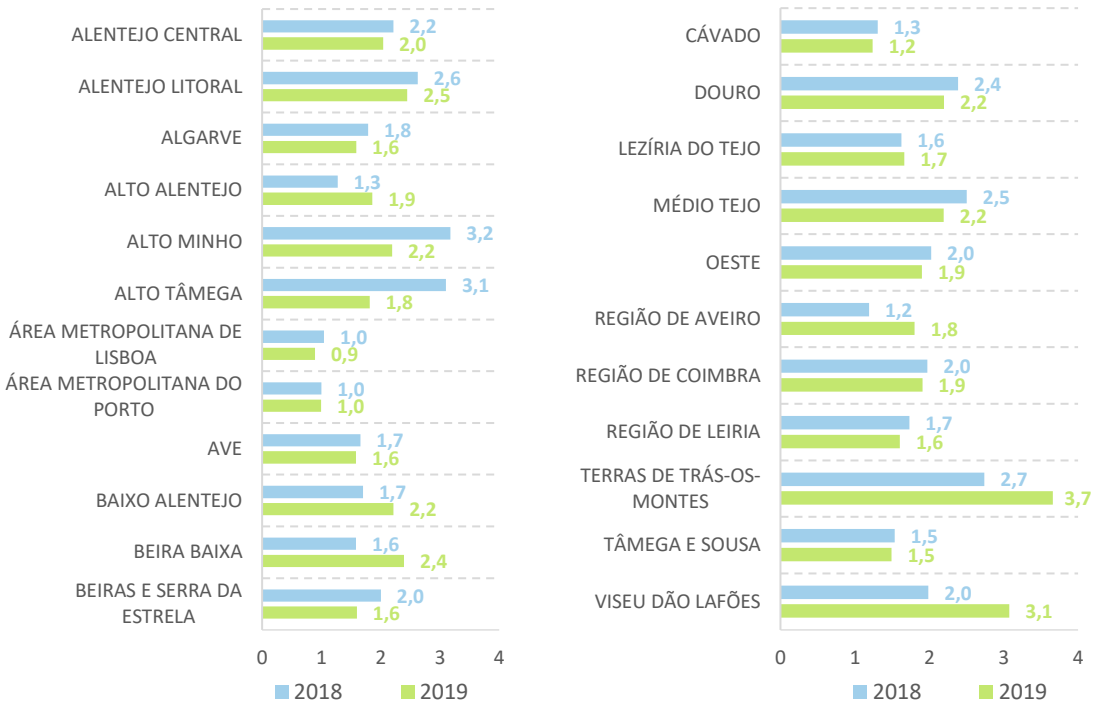


Gráfico 3.24 – Indicador SAIFI BT (n.º) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

Relativamente ao indicador SAIDI BT (Gráfico 3.25), foram registadas em 14 regiões melhorias com reduções compreendidas entre 13% e 50%.

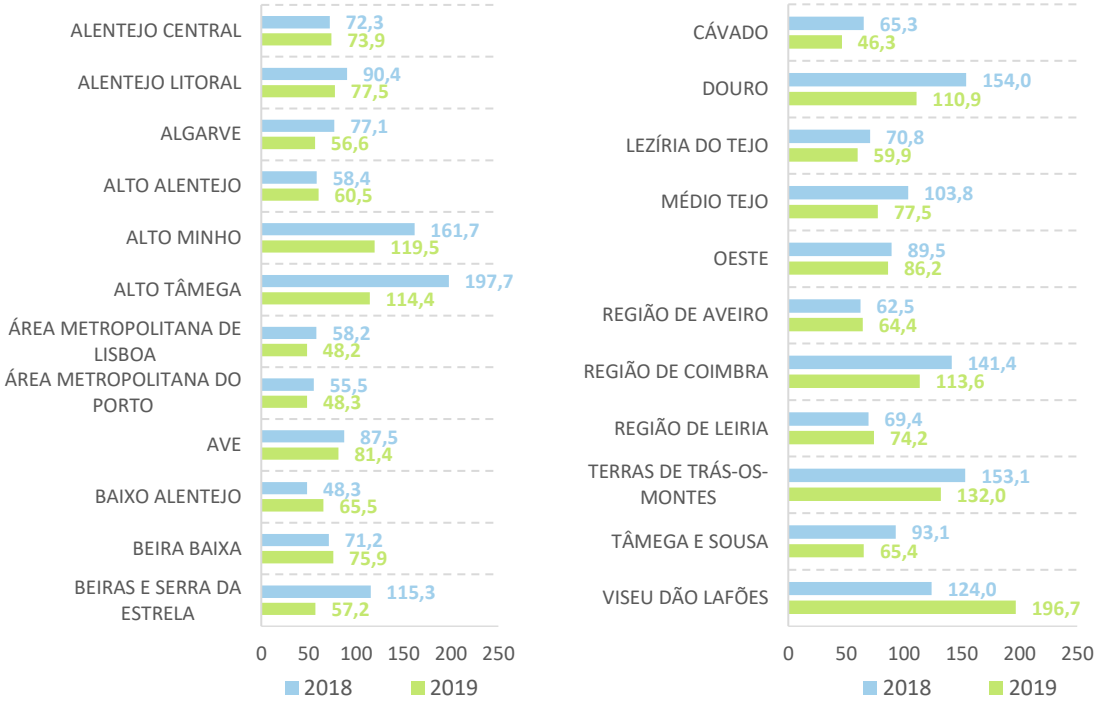


Gráfico 3.25 – Indicador SAIDI BT (min) por regiões NUTS III em 2018 e 2019

Analisando os resultados obtidos, em relação ao ano de 2018, verifica-se uma melhoria dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em 14 e 16 regiões, respetivamente.

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 2019.

Indicadores	Zonas de qualidade de serviço					
	A		B		C	
	Padrão	Real	Padrão	Real	Padrão	Real
SAIFI BT (nº)	3	0,73	5	1,14	7	2,06
SAIDI BT (min)	180	34,08	300	48,84	480	96,73

Tabela 3.13 - Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

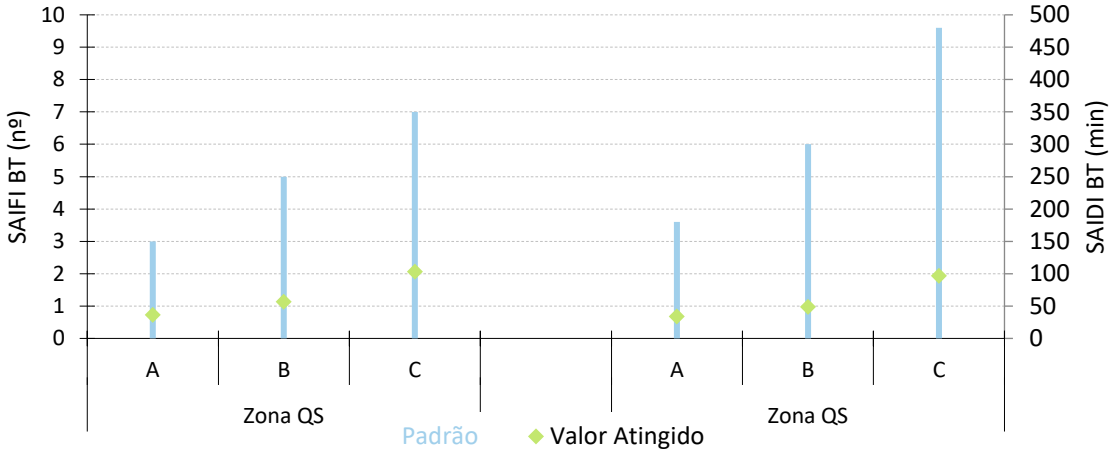


Gráfico 3.26 – Cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço na rede BT

Através dos valores apresentados na Tabela 3.13 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 EDP Distribuição, 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 nos processos de clientes potencialmente sensíveis, apoiando-os tecnicamente na identificação de possíveis soluções.

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 2019, 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 2019, mais concretamente do Procedimento n.º 7 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. 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 EDP Distribuição 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 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 EDP Distribuição submeteu à aprovação da ERSE o Plano de Monitorização da QEE para o biénio 2018-2019, 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, devidamente aprovado pela ERSE, encontra-se disponível na página da EDP Distribuição[7].

3.4.1. Plano de monitorização da QEE

Durante o ano de 2019, foram monitorizadas as seguintes instalações, de acordo com o Plano de Monitorização da QEE, definido para a RND em MT e rede de

[7] https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica

distribuição em BT, para o biénio 2018-2019:

- 30 subestações AT/MT (57 barramentos MT), em monitorização periódica - anual;
- 75 subestações AT/MT (115 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;
- 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 336 PTD monitorizados nos dois anos de vigência do plano de monitorização correspondem já a cerca de 57% do universo regulamentar previsto para os 4 anos: 2018-2021.

Tendo por base o universo global de subestações AT/MT em exploração em 2019, estiveram em monitorização periódica anual cerca de 8% de subestações e cerca de 19% em monitorização permanente, num total de 27%.

NUTS III	Subestação
Terras de Trás-os-Montes	Mirandela
Alto Minho	Mogueiras
	Troviscoso
	São Romão de Neiva
	Feitosa
Alto Tâmega	Morgade
Ave	Caniçada
	Caniços
	Ermal
	Ruivães
Cávado	Lijó
	São Martinho de Dume
Tâmega e Sousa	Lousada
	Santiago de Subarrifana
	Bustelo
Área Metropolitana do Porto	Feira
	Jovim
	Mindelo
	Muro
	Santa Marinha
	Amieira
	Beiriz
	Lordelo
	Rebordosa
	São João da Madeira
Douro	Lamego
	Vila da Rua
Região de Aveiro	Esgueira
	Mogofores
	Oliveira do Bairro
	Sever do Vouga
	Avanca
	Gafanha
	Ílhavo
Beira Baixa	Meimoa
	Vila Velha de Ródão
Beiras e Serra da Estrela	Seia
	Cerdeira
	Marvão
	Várzea
Viseu Dão-Lafões	Gumiei
	Viseu
	Vouzela
	Mangualde
	Tondela
Região de Coimbra	Antanhol
	Cantanhede
	Corrente
	Gala
	Miranda do Corvo

Monitorização permanente – 75
Monitorização ano 2019 – 30

NUTS III	Subestação
Região de Leiria	Louriçal
	Marinha Grande
	Parceiros
	Pedrógão
	Pombal
	São Jorge
	Pontão
Oeste	Cela
	Lourinhã
	Merceana
	Alcobaça
Médio Tejo	Entroncamento
	Ourém
	Serrada Grande
	Vila Moreira
Lezíria do Tejo	Coruche
	Carrascal
Área Metropolitana de Lisboa	Alto do Lumiar
	Areias
	Camarate
	Caneças
	Cascais
	Costa da Caparica
	Luz
	Marvila
	Parque
	Póvoa
	Quinta do Anjo
	São Francisco
	São Marcos
	Venteira
	Vila Chã
	Alhandra
	Arroja
	Loures
Alentejo Central	Borba
	Évora
	Vendas Novas
	Caeira
	Estremoz
Alentejo Litoral	Alcácer do Sal
	São Teotónio
Alto Alentejo	Alter do Chão
	Ponte Sor
	Maranhão
Baixo Alentejo	Amareleja
	Aljustrel
	Beja
	Brinches
Algarve	Silves
	Vilamoura B
	Cachopo
	Olhão
	Armação de Pêra
	Porto de Lagos

Gráfico 3.27 - Subestações AT/MT com monitorização da QEE em 2019

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 EDP Distribuição[8].

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.

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

[8] https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica

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 ou cavas de tensão, 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 172 barramentos MT monitorizados, num total de 8627 semanas analisadas, é apresentada no Gráfico 3.28 uma análise evolutiva, para o período 2018-2019, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT, alvo de monitorização periódica, varia em cada ano de acordo com o plano e que, em 2019, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, passou de 68 para 75.

Da análise do gráfico conclui-se que, para 2019 e em termos de conformidade de tensão com a norma NP EN 50160, os 172 barramentos MT das 105 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas conformes, com a exceção de apenas 0,44% na tremulação/*flicker* e 0,03% na distorção harmónica de tensão.

Em 2019, 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 muito próxima de 100%.

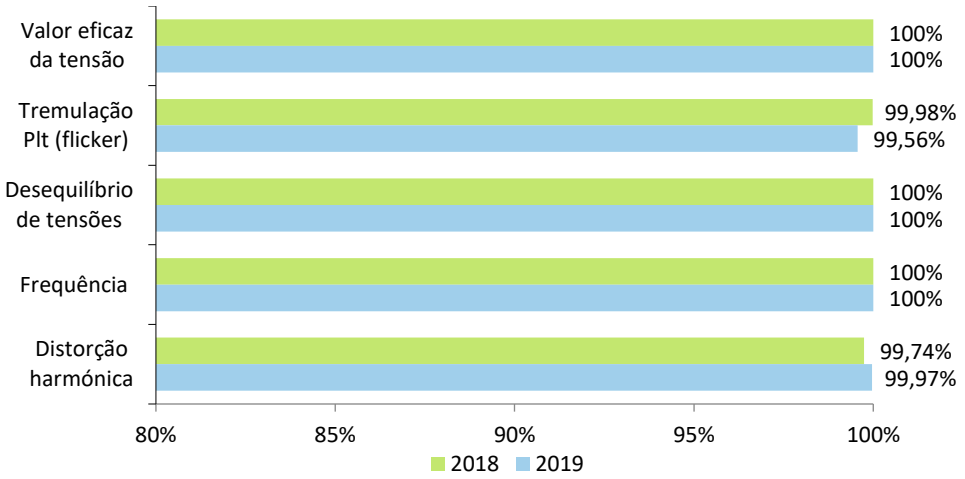


Gráfico 3.28 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos MT no período 2018-2019

3.4.2.2. Eventos de tensão

Tendo em consideração os eventos de tensão registados nos 172 barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise sobre cavas de tensão e sobretensões.

Na análise comparativa com 2018, 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 2019, o universo de subestações AT/MT, com monitorização permanente, registou um acréscimo de 7, passando a ser de 75.

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 3.14 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 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	42,3	5,4	4,1	0,5	0,0
80 > u ≥ 70	12,8	1,5	1,8	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	13,2	2,8	1,8	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,5	1,4	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.14 – Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2019

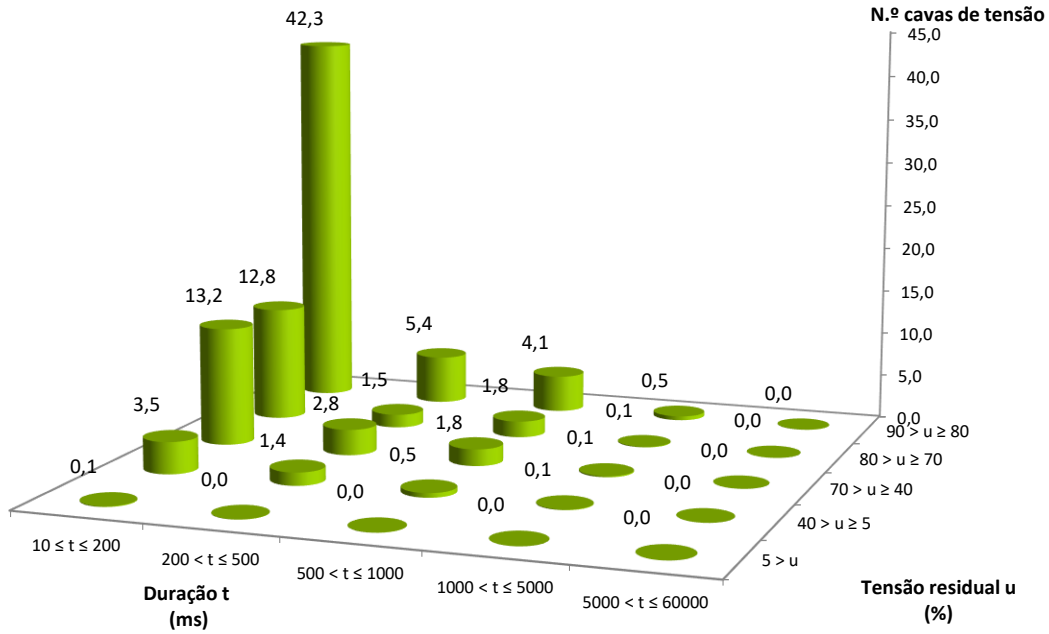


Gráfico 3.29 - Nº médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado em 2019

No Gráfico 3.30 é apresentada a evolução, para o período 2018-2019, do número médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado.

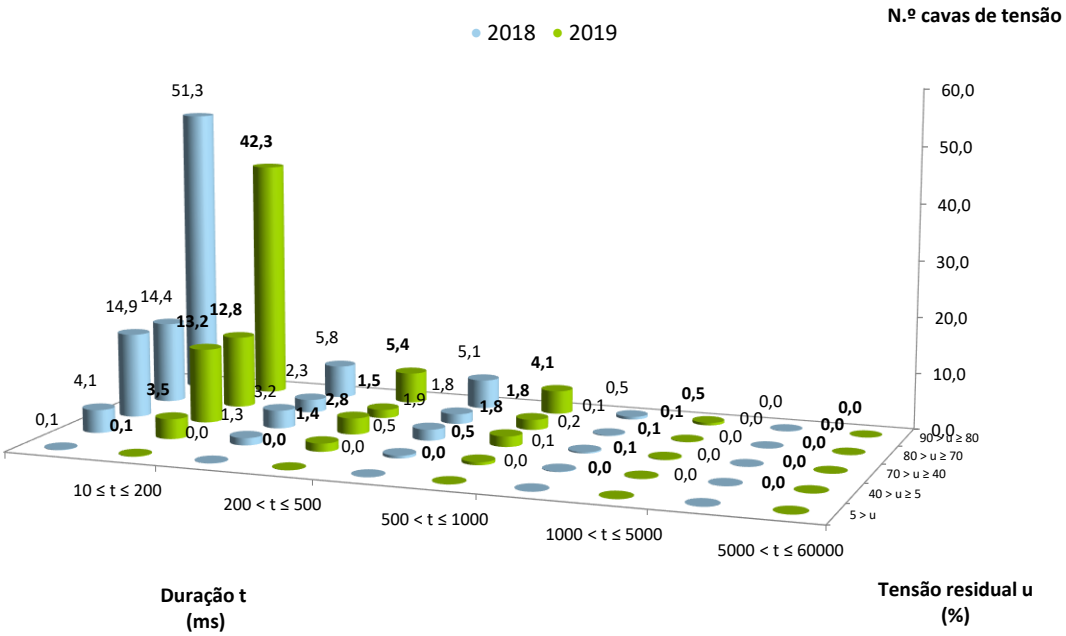


Gráfico 3.30 - Evolução do n.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado no período 2018-2019

Salienta-se que, do total de cavas de tensão registadas, cerca de 89% em 2018 e em 2019 teve uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Na Tabela 3.15 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 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Tabela 3.15 - Nº médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2019

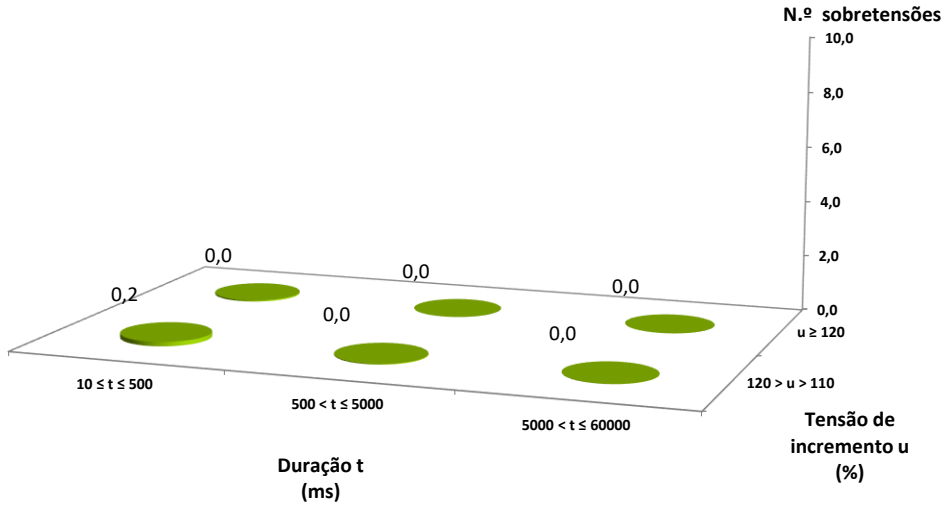


Gráfico 3.31 - Nº médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado em 2019

Salienta-se, tal como em 2018, 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 EDP Distribuição[9].

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:

- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções, na avaliação do valor eficaz da tensão;
- intervalos de 10 minutos em que ocorreram interrupções ou cavas de tensão, 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 1892 semanas analisadas, é apresentada, no Gráfico 3.32, uma análise evolutiva, para o período 2018-2019, da conformidade de tensão em barramentos

[9] https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica

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 2019 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 1,48% semanas não conformes no valor eficaz de tensão, 0,48% na tremulação/*flicker* e 1,43% na distorção harmónica de tensão.

Comparativamente a 2018, em 2019 o desequilíbrio de tensões e a frequência mantiveram uma percentagem de semanas em conformidade de 100%. Relativamente às restantes características de tensão, todas registaram uma melhoria da percentagem de conformidade.

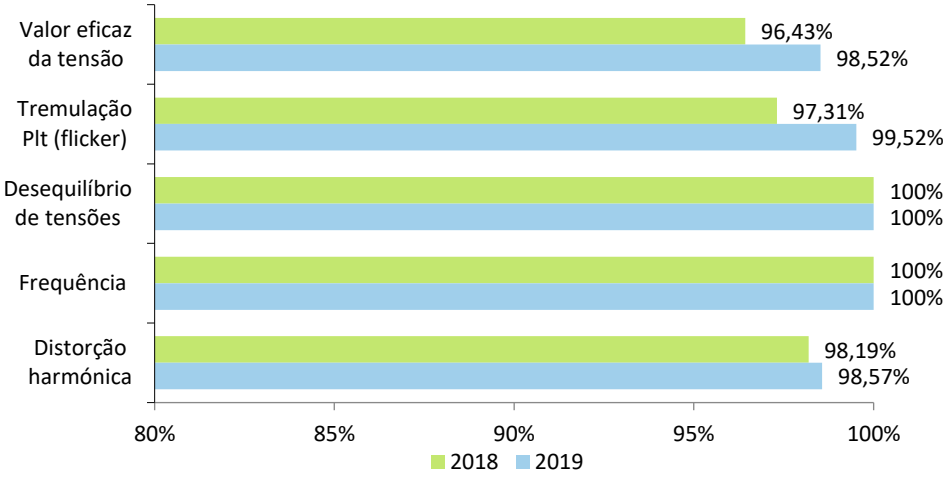


Gráfico 3.32 - Evolução da conformidade de tensão com a NP EN 50160 (percentagem de semanas) nos barramentos BT no período 2018-2019

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 muito pontuais de não conformidade na tremulação/*flicker* e na distorção harmónica de tensão.

Relativamente à tremulação/*flicker*, num dos casos foi despoletado maior acompanhamento, nomeadamente junto do Operador da Rede Nacional de Transporte, e no outro tratou-se de situação esporádica que motivou maior vigilância.

Quanto à distorção harmónica, tratou-se de situação pontual associada à 5.ª

harmónica de tensão, que motivou maior vigilância.

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, as medidas corretivas adequadas.

No que diz respeito à tremulação/*flicker*, 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, trataram-se de situações associadas às 5.ª, 6.ª, 7.ª, 8.ª e 15.ª harmónicas de tensão. Relativamente à 5.ª harmónica de tensão, trataram-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância. Relativamente às 6.ª, 8.ª e 15.ª harmónicas de tensão, tratam-se de tipos de situação já anteriormente identificados, na mesma rede MT, e em que foi desencadeada a realização de estudo mais aprofundado. Em relação à 7.ª harmónica de tensão, tratou-se de situação que motivou maior vigilância e análise sobre a realização de estudo mais aprofundado.

3.5. Principais conclusões

Os indicadores de continuidade de serviço apurados para as redes elétricas de distribuição em 2019, representam um excelente desempenho e traduzem a consolidação e a sustentabilidade da trajetória de melhoria da Qualidade de Serviço Técnica conseguida nos últimos anos, tendo sido integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço, definidos no RQS. Este resultado é ainda mais relevante, tendo em conta que o ano de 2019 foi particularmente desafiante ao nível das condições meteorológicas adversas registadas.

Apesar do forte impacto das alterações climáticas nas infraestruturas de distribuição, evidenciado pelas consequências das tempestades Helena, Elsa e Fabien, bem como com as descargas atmosféricas ocorridas em agosto, quer pelo seu efeito direto e imediato, quer pela fragilidade que induzem a médio e longo prazo nos ativos técnicos, ainda assim, em 2019 foi possível atingir um TIEPI MT de 49 minutos, em linha com os melhores desempenhos europeus e o melhor de sempre em Portugal Continental.

Os resultados obtidos em 2019 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, estão em linha com a evolução do TIEPI MT, com valores totais de 72 e 69 minutos, respetivamente. Simultaneamente, 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, evidenciam a manutenção da resiliência das redes, com valores de SAIFI MT e de SAIFI BT de 1,74 e 1,49 interrupções, respetivamente.

Na vertente da qualidade de energia elétrica os principais resultados do plano bianual de monitorização 2018-2019, executado em 2019, em subestações AT/MT e em Postos de Transformação de Distribuição (PTD), permitem concluir que, de um modo geral, a tensão disponibilizada pelas redes operadas pela EDP Distribuição, cumpre os requisitos da regulamentação em vigor, em particular a norma NP EN 50160.

Tendo por base o desempenho já alcançado, é importante prosseguir uma trajetória de aumento do investimento nas redes elétricas por forma a sustentar o processo de transição energética, nomeadamente através da incorporação de energias renováveis e na eletrificação da economia, e desenvolver redes mais resilientes e flexíveis na resposta a fenómenos climáticos adversos.

Neste sentido, com o objetivo de consolidar o excelente desempenho, no que respeita à qualidade de serviço técnica, garantindo a sustentabilidade, resiliência e flexibilidade das redes, deverão ser salvaguardados os respetivos investimentos, nomeadamente através da substituição de transformadores de potência AT/MT, bem como intervenções nas redes MT, nomeadamente aumentando a extensão da rede subterrânea, de forma a tornar a rede mais resiliente.

É importante continuar a responder adequadamente às necessidades de qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, de modo a criar condições que facilitem a transição energética, o acesso a novos serviços e o desenvolvimento de uma rede mais inteligente.

Terá de existir uma resposta às necessidades significativas de renovação dos ativos das redes, assegurando níveis de qualidade de serviço, reduzindo potenciais falhas através da substituição ou reabilitação. Existe também a necessidade de aumentar a resiliência das redes, preparando-as para os frequentes fenómenos climáticos extremos, designadamente com aposta em rede subterrânea e com maior recurso a proteção ciberfísica.

4.
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 EDP Distribuição 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 que 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 2019 e os respetivos padrões.

Embora os centros de atendimento sejam objeto de avaliação, centro a centro, não existindo um padrão, apresenta-se na Tabela 4.1 o valor de 95% que traduz o facto de, globalmente, nos 8 centros de atendimento objeto de monitorização os atendimentos terem sido realizados com um tempo de espera até 20 minutos.

Durante o ano de 2019, a EDP Distribuição prosseguiu na realização de aperfeiçoamentos aos processos, nomeadamente, o relativo ao tratamento dos pedidos de informação escritos o que teve expressão na clara melhoria deste indicador.

Indicador Geral e respetivo padrão	Padrão (%)	Valor 2019 (%)
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a **20 minutos**, nos centros de atendimento	NA	95
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a **60 segundos**, no atendimento telefónico para comunicação de avarias	85	85
Percentagem de atendimentos, com tempos de espera inferior ou igual a **60 segundos**, no atendimento telefónico comercial	85	79
Percentagem de pedidos de informação apresentados por escrito e respondidos até **15 dias úteis**	90	97
Percentagem de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a **96 dias**	92	91

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
Ligações às redes	Prazo de apresentação dos serviços de ligação ou da construção dos elementos de ligação	Serviços de ligação: 15 d.u. Construção: BT- 30 d.u., MT – 120 d.u.
Ativações	Disponibilidade de agenda para atuação no local de consumo	3 d.u. seguintes ao momento do agendamento
Desativações		
Reclamações	Tempo de resposta a reclamações	15 d.u.
Visitas Combinadas	Intervalo combinado para visita	2h30min
Assistências Técnicas	Prazo para chegada à instalação do cliente	Clientes prioritários: 2h Restantes clientes: 4h
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	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 2019, 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 EDP Distribuição disponibiliza aos seus clientes diversos meios de atendimento, nomeadamente por escrito, presencial (em Pontos de Atendimento), e telefónico.

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[10] 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.

Em 2019 iniciou-se uma nova etapa do processo de diferenciação da empresa concessionária das redes de distribuição face às outras empresas do Grupo EDP, com o lançamento de uma rede exclusiva de 23 Pontos de Atendimento que permitem o reforço e a melhoria da interação com o cliente, sempre com o foco na eficiência operacional. Assegurou-se a presença ao nível distrital, com maior presença nas zonas da grande Lisboa e Porto, devido ao volume de atendimentos nestas regiões. Os novos Pontos foram integrados em edifícios

[10] Medido pelo intervalo de tempo entre a chegada ao local de atendimento e o início do mesmo

da EDP Distribuição, possibilitando uma maior eficiência operacional e financeira.

Os números que a seguir se apresentam referem-se aos centros que foram objeto de monotorização, para efeitos de RQS entre 1 de janeiro e 31 de outubro e que totalizaram, nesse período, cerca de 73 mil atendimentos.

Nos meses de novembro e dezembro, no universo de 23 Pontos exclusivos do ORD, passaram a ser monitorizados 5 Pontos de Atendimento (Lisboa, Porto, Loures, Laranjeiro e Sintra). Nestes Pontos foram realizados 43% do total de atendimentos no período (cerca de 30 mil).

Globalmente registou-se, para os oito centros de atendimento monitorizados, um tempo médio de espera de 4 minutos. Cerca de 95% dos atendimentos tiveram um tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos. No Gráfico 4.1 observa-se, para cada um destes centros de atendimento, o respetivo desempenho.

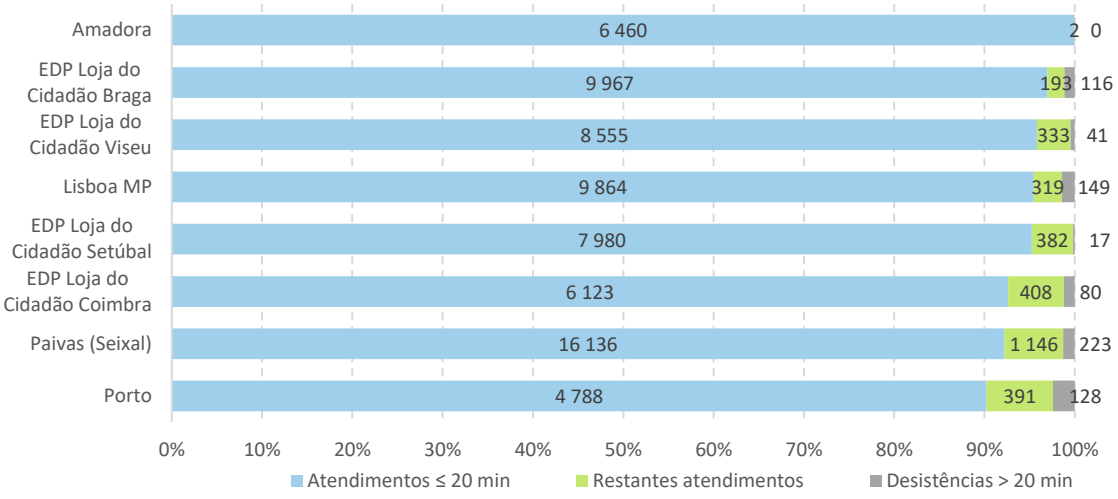


Gráfico 4.1 – Desempenho dos centros de atendimento monitorizados

4.1.2. Atendimento telefónico

A EDP Distribuição, 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*).

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.

Da leitura do Gráfico 4.2 observa-se que, em 2019, o indicador se situou nos 85 pontos percentuais para as cerca de 882 mil chamadas recebidas.

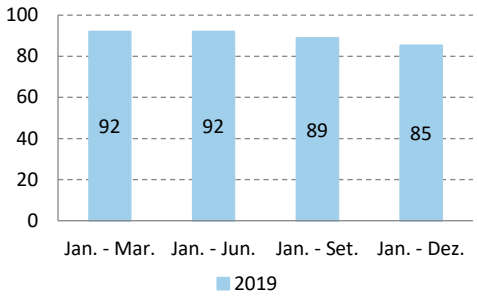


Gráfico 4.2 – Atendimento telefónico para comunicação de avarias – acumulado (%)

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 EDP Distribuição 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 inferior ou igual a 60 segundos. O indicador é medido através do quociente entre o número de chamadas atendidas com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos e o número total de chamadas.

No Gráfico 4.3 observa-se que em 2019, o indicador se situou nos 79 pontos percentuais para as cerca de 908 mil chamadas recebidas.

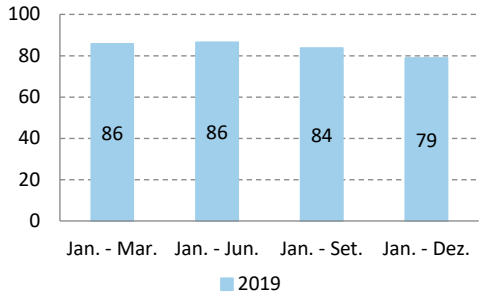


Gráfico 4.3 – Atendimento telefónico comercial – acumulado (%)

Os incidentes de grande impacto ocorridos nas redes operadas pela EDP Distribuição tiveram o consequente reflexo nos indicadores relativos ao atendimento telefónico. Os recursos são comuns às diferentes linhas do ORD, pelo que, nos regimes perturbados, na alocação dos mesmos foi privilegiado o atendimento da linha de avarias, o que teve reflexo no indicador relativo à linha de atendimento comercial.

Em 2019, o desempenho no atendimento telefónico da linha comercial foi ainda afetado por razões decorrentes de medidas levadas a cabo em termos de diferenciação de imagem, nomeadamente a abertura de Pontos de Atendimento presencial exclusivos do ORD. Esta alteração canalizou para o *Call Center* parte dos atendimentos que anteriormente eram realizados em Centros de Atendimento.

Em 2019, em cerca de quinze mil situações os clientes optaram por deixar o seu número de telefone e indicaram 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). Apenas 0,67% das chamadas não foram devolvidas dentro do prazo de 2 dias úteis estabelecido pela legislação. O tempo médio do contacto posterior foi de 1 dia útil.

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 definindo que 90% dos PI apresentados por escrito devem ser respondidos até 15 dias úteis.

A evolução deste indicador no ano de 2019 foi a que se observa no Gráfico 4.4. Neste ano foram recebidos cerca de 44 mil pedidos de informação escritos (tendo-se registado, no ano, o valor para o indicador de 97% - 7 p.p. acima do padrão).

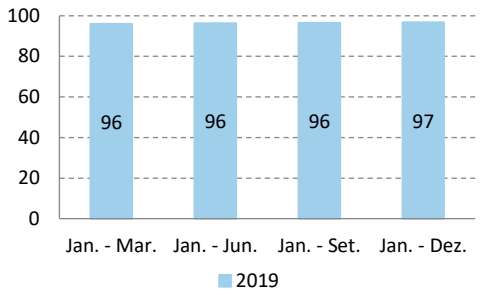


Gráfico 4.4 – Pedidos de informação apresentados por escrito – acumulado (%)

No que se refere aos pedidos de informação apresentados através de contacto telefónico, os mesmos 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[11].

Dada a especificidade da atividade do ORD, os pedidos de informação 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. Contudo, é de referir que a situação de não observação deste prazo ocorreu apenas em 226 PI (0,07% do total de PI formulados por contacto telefónico). Verificou-se um tempo médio de resposta a estes pedidos de 1,2 dias.

4.2.2. Reclamações

A resposta a reclamações apresentadas pelos clientes é avaliada

[11] Ao abrigo Regime Jurídico dos *Call Centers* (Decreto-Lei n.º 134/2009)

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 2019 foram recebidas cerca de 37 mil reclamações relacionadas principalmente com prejuízos (Gráfico 4.5). O tempo médio de resposta escrita a reclamações foi de 7 dias úteis. Não foram cumpridos os prazos de resposta em 433 situações.

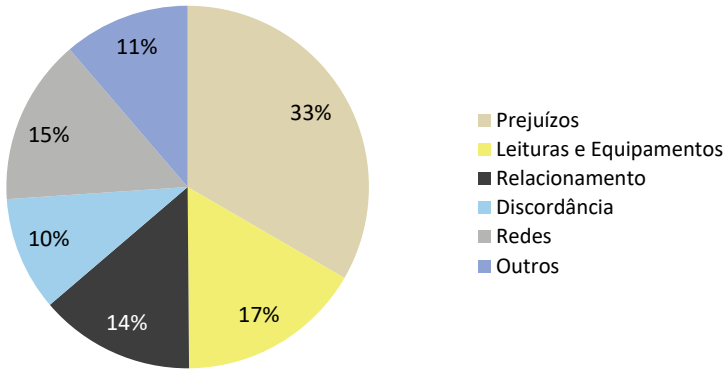


Gráfico 4.5 – Reclamações recebidas (Motivos)

4.3. Serviços

Enquanto operador de redes de distribuição e nos termos da regulamentação em vigor, a atividade da EDP Distribuição 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 2019 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, o ORD ao não apresentar 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, o requisitante tem 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.

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 2019 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.3 em termos de agendamentos de ativações e de desativações.

Serviço	Agendamentos para um dos 3 dias úteis seguintes	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes por indisponibilidade do ORD	Agendamentos para data posterior a um dos 3 dias úteis seguintes a pedido expresso do cliente
Ativações	243 886	1 126	28 048
Desativações	171 467	817	30 724

Tabela 4.3 – Agendamentos de ativações e desativações

Em 2019 foram concretizadas 247 380 ativações e 185 917 desativações, das quais cerca de 9% e 20%, 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 2019 foram observadas as situações constantes da Tabela 4.4 em termos das visitas combinadas. De um total de 936 mil visitas inicialmente agendadas, 6,2% não foram realizadas por facto não imputável ao ORD. De referir que existiram visitas que embora programadas em 2019, foram agendadas para 2020, 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
936 124	1 010	58 088	818 885	4 625

Tabela 4.4 – Visitas combinadas

O RQS consagra a possibilidade dos 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 2019, foram canceladas ou reagendadas 99 349 visitas. Em 5 379 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, foram 10 899 (cerca de 1,2% do total de visitas combinadas).

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 das zonas 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 valor igual ao valor que tem que pagar aos clientes quando não cumpre qualquer dos padrões individuais de qualidade de serviço comercial.

Em 2019 foram observadas as situações que constam na Tabela 4.5 em termos das assistências técnicas prestadas a clientes.

Nº de comunicação de avarias nas instalações de clientes	Nº de assistências técnicas a clientes prioritários	Nº de assistências técnicas a clientes não prioritários	Nº de assistências técnicas a avarias nas instalações de clientes cuja responsabilidade não é do ORD
305 686	122	139 515	43 494

Tabela 4.5 – Assistências técnicas

Em 2019 não foram cumpridos os prazos regulamentares para as assistências técnicas em 2 002 situações. De referir que, em média, o tempo de chegada ao local foi de 78 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 2019 os clientes manifestaram indisponibilidade para receber a assistência técnica nos prazos regulamentares em 9 335 situações.

4.3.5. Frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN

A frequência da leitura de equipamento de medição em BTN é avaliada através dum 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 2019, 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 realizadas com intervalo inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras efetuadas no período em análise.

De referir que continuam a existir equipamentos de medição de leitura local que não estão acessíveis de locais públicos, o que dificulta a recolha de leituras e consequentemente o cumprimento do padrão estabelecido para este indicador.

O número de leituras registado em 2019 (ORD e clientes/comercializadores) foi de aproximadamente 50,8 milhões. Destas, cerca de 43% foram obtidas por recurso à recolha remota[12].

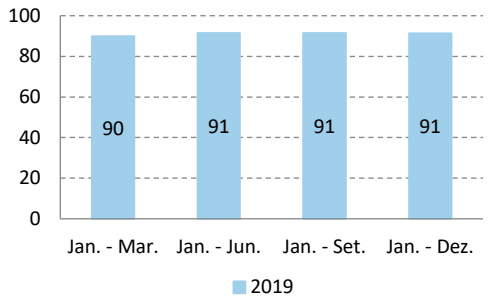


Gráfico 4.6 – Frequência da leitura de equipamentos de medição – acumulado (%)

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[13]:

- Restabelecimento até 12 horas para os clientes BTN;
- 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.

[12] Em 2019 a EDP Distribuição instalou aproximadamente 692 mil equipamentos de medição inteligentes.

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

Em 2019 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
314 554	18	6 158	308 109	6 445

Tabela 4.6 – Restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente

Em 2019, dos cerca de 315 mil restabelecimentos realizados, não foi possível cumprir os prazos regulamentares para o restabelecimento do fornecimento em 6 463 situações. De referir que 23% dos restabelecimentos foram concretizados remotamente, o que é manifestação da crescente importância desta funcionalidade na execução dos serviços por parte da EDP Distribuição.

5.
EVENTOS EXCECIONAIS

5. Eventos Excecionais

Nos termos do Artigo 9.º do RQS, a EDP Distribuição deve caracterizar os eventos excecionais ocorridos em cada ano. Seguidamente descrevem-se os principais eventos excecionais classificados pela ERSE em 2019 e o seu impacto na qualidade de serviço – vertente técnica e comercial.

5.1. Tempestade Helena

No dia 01 de fevereiro de 2019, o estado do tempo em Portugal continental foi influenciado pela passagem de uma superfície frontal fria associada à depressão *Helena*.

Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), no início do dia 01 de fevereiro de 2019 a tempestade *Helena* encontrava-se centrada a noroeste do golfo da Biscaia, tendo-se ao longo do dia fixado no referido golfo.

As condições de instabilidade atmosférica associada à tempestade *Helena* originaram intensificação do vento, precipitação sob a forma de neve e granizo, assim como uma intensificação da atividade elétrica.

As rajadas máximas de vento, registadas nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram verificadas no concelho de Amarante, com 185 km/h, e em Arganil, com 151 km/h.

O impacto da tempestade foi mais acentuado nas regiões do Norte e Centro 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 240 299 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 507 colaboradores, 204 viaturas e 16 grupos móveis de socorro.

5.1.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

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

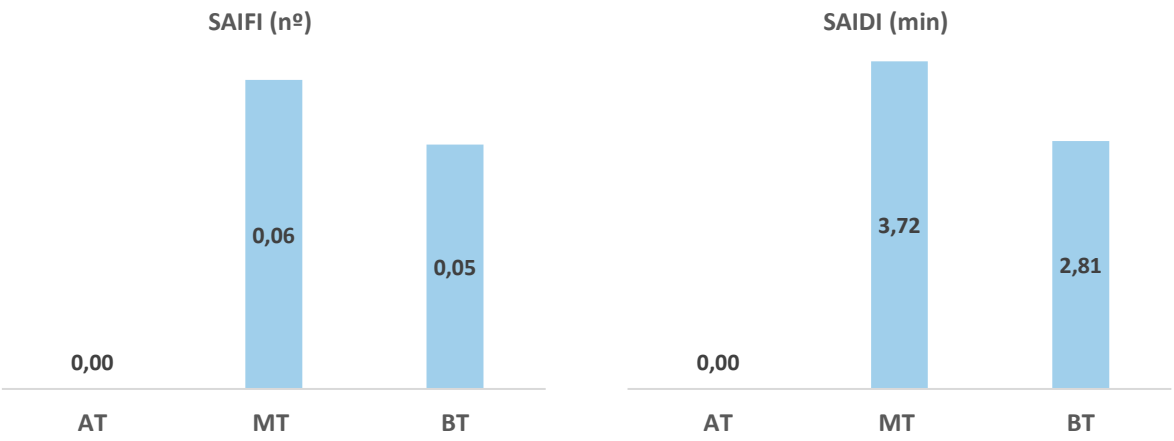


Gráfico 5.1 - Impacto da tempestade Helena no dia 01 de fevereiro, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 1,76 minutos e em 137 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,02 e 0,16 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.1.2. 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 EDP Distribuição[14].

Para o universo dos 100 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

[14] https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica

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

Tabela 5.1 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

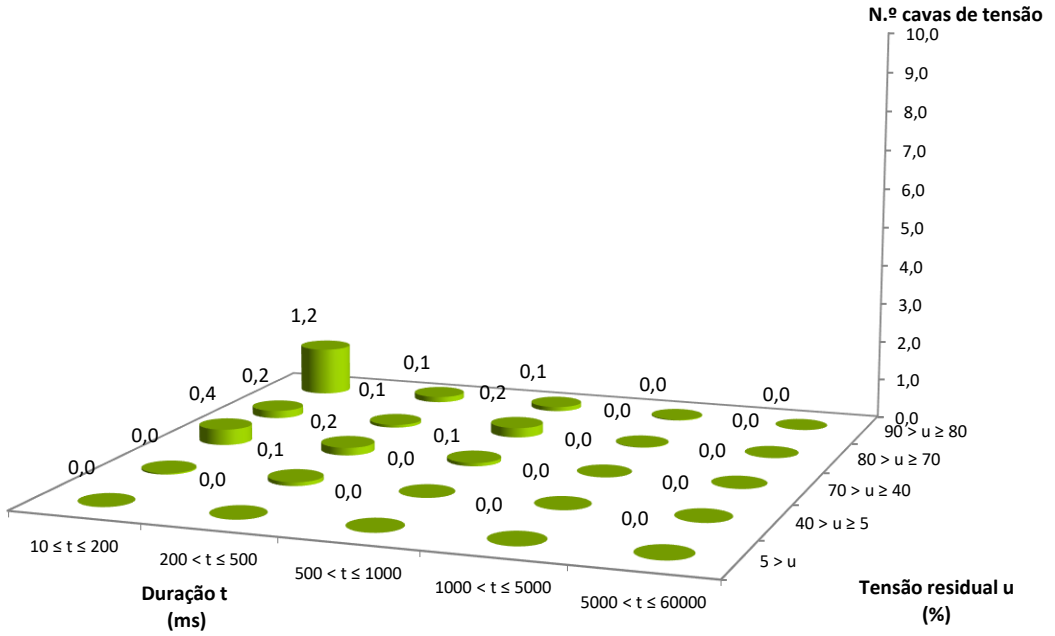


Gráfico 5.2 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.1.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve impacto na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 32 pedidos de assistência técnica.

5.2. Descargas Elétricas Atmosféricas

No período compreendido entre 25 e 26 de agosto de 2019, as condições climáticas verificadas em Portugal continental estiveram associadas à ocorrência de uma elevada atividade de descargas atmosféricas bem como de aguaceiros, por vezes com forte intensidade e acompanhado, pontualmente, de granizo.

Segundo o IPMA, as condições meteorológicas que se fizeram sentir em Portugal continental, durante os dias 25 e 26 de agosto de 2019, resultaram da influência de uma depressão com expressão em altitude, sobre o território nacional. Estas condições de grande instabilidade atmosférica e convecção verificadas, traduziram-se na formação de nebulosidade convectiva de base elevada, que produziu aguaceiros, frequentemente

fortes e acompanhados de granizo e trovoada.

As condições meteorológicas adversas que se fizeram sentir em Portugal continental mostraram uma maior perturbação nas regiões norte e centro do país, tendo sido amplamente noticiadas 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 IGI.

Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 259 882 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 259 colaboradores, 116 viaturas e 12 grupos móveis de socorro.

5.2.1. Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

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

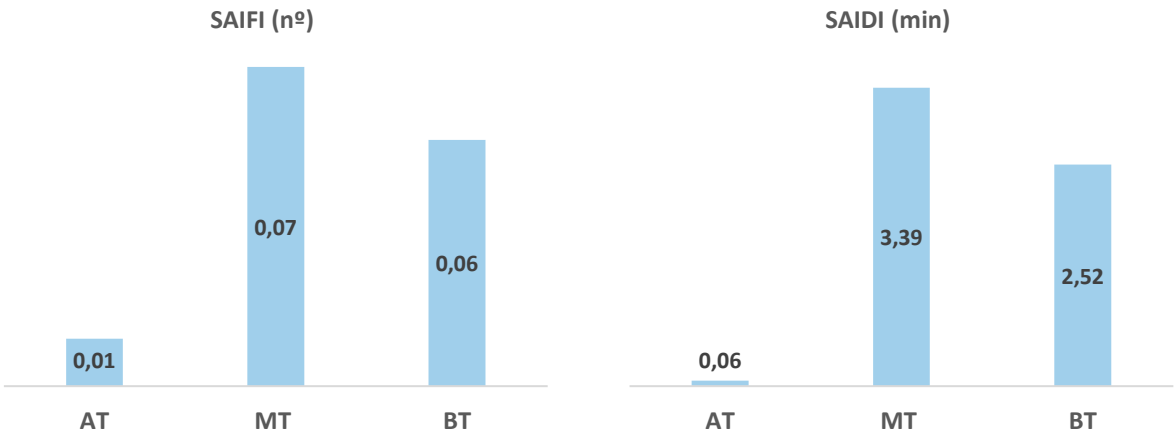


Gráfico 5.3 - Impacto da tempestade Descargas Elétricas Atmosféricas entre 25 e 26 de agosto, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 1,55 minutos e em 105 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,04 e 0,14 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.2.2. 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 5 pedidos de assistência técnica.

5.3. Depressões Elsa e Fabien

No período compreendido entre 18 e 23 de dezembro de 2019, Portugal continental foi afetado por uma corrente de oeste, muito intensa, associada ao deslocamento do anticiclone dos Açores para sul, verificando-se a passagem de ondulações frontais ativas, associadas a depressões cavadas.

Segundo o IPMA, as condições meteorológicas que se fizeram sentir em Portugal continental, no período de 18 a 23 de dezembro de 2019, resultaram da aproximação e passagem de uma superfície frontal fria de atividade moderada a forte, associada a uma depressão cavada, a qual foi designada por tempestade *Elsa e Fabien*.

As condições meteorológicas adversas que se fizeram sentir em Portugal continental motivaram perturbações nas regiões norte e centro do país, amplamente noticiadas pela comunicação social dado o seu carácter destrutivo.

Tendo por base os dados da rede de observação do IPMA, os valores mais elevados de rajada de vento foram registados nas regiões norte e centro do país (no território a norte do sistema Montejunto-Estrela). Em Fajão/Pampilhosa da Serra verificaram-se rajadas de 150 km/h, em São Pedro do Sul de 145 km/h e na Guarda de 136 km/h. Os valores de rajada máxima de vento, registados nos anemómetros instalados em diversos parques eólicos, foram semelhantes aos mencionados anteriormente, sendo de destacar 178 km/h em Arganil, 177 km/h em Valpaços/Vila Pouca de Aguiar e 173 km/h em Ourém.

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 IGI. Nos diferentes níveis de tensão, foram afetados pela intempérie 1 699 906 clientes.

Durante a evolução da tempestade, com vista a repor a distribuição de energia elétrica com a maior brevidade possível, em segurança, a EDP Distribuição, em conjunto com os seus prestadores de serviço, mobilizou 1400 colaboradores, 650 viaturas, 57 grupos móveis de socorro e 1 central móvel.

5.3.1. 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.

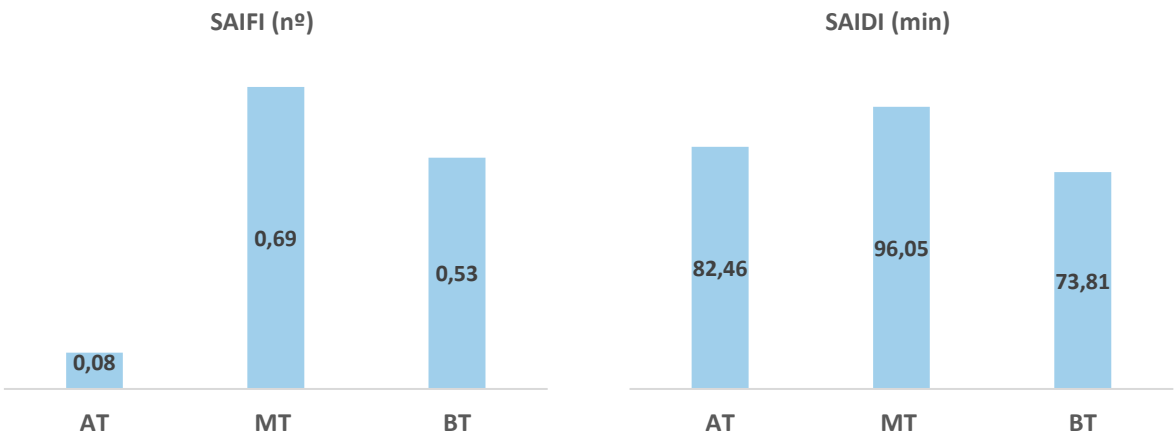


Gráfico 5.4 - Impacto da tempestade Elsa e Fabien, de 18 a 23 de dezembro, nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Quanto ao indicador TIEPI MT e à END MT, este incidente resultou em 52,94 minutos e em 3851 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, este incidente teve um impacto de 0,40 e 1,42 interrupções em AT e MT, respetivamente.

5.3.2. Impacto na QEE

Este evento também teve um impacto relevante nas características de tensão nos pontos de medida em monitorização na área geográfica afetada, 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 EDP Distribuição[15].

Para o universo dos 110 barramentos MT monitorizados, na área geográfica afetada, é apresentado o número médio de cavas de tensão por barramento MT, durante o período do IGI, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	5,2	0,7	1,1	0,2	0,0
80 > u ≥ 70	1,3	0,3	1,0	0,0	0,0
70 > u ≥ 40	4,1	0,7	0,7	0,0	0,0
40 > u ≥ 5	1,7	0,5	0,0	0,0	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5.2 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

[15] https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/qualidade-da-energia-eletrica

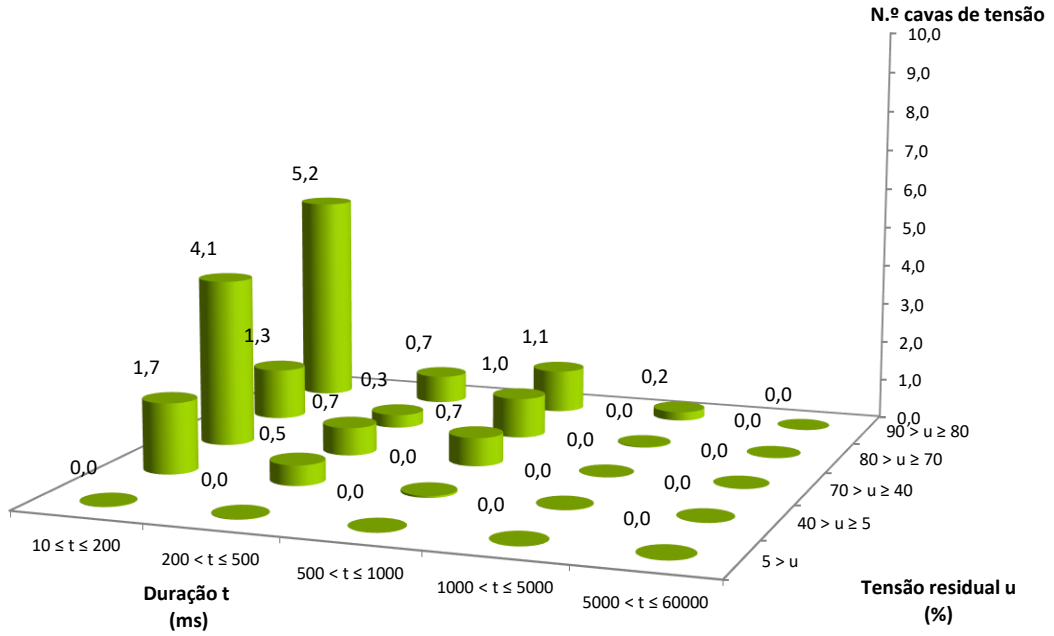


Gráfico 5.5 - Nº médio de cavas de tensão por barramento MT monitorizado (área geográfica afetada)

5.3.3. Impacto nos indicadores de qualidade de serviço comercial

No que se refere à qualidade de serviço comercial, este IGI também teve impacto significativo na capacidade de resposta aos pedidos de assistência técnica. Em consequência deste incidente, registou-se algum atraso na resposta a 800 pedidos de assistência técnica.

A EDP Distribuição solicitou igualmente a exclusão dos tempos de atendimento telefónico para o cálculo dos indicadores gerais de qualidade de serviço.

5.4. Outros Eventos Excecionais

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

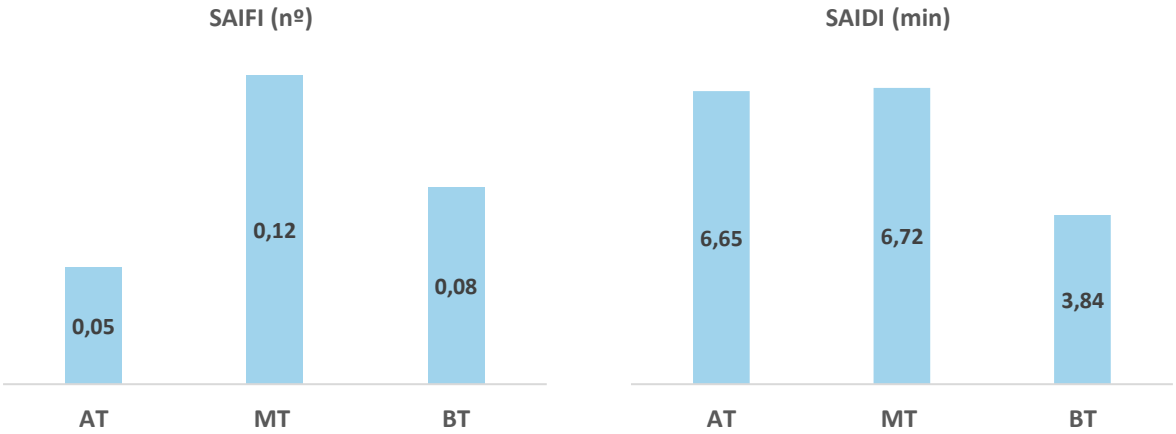


Gráfico 5.6 - Impacto de outros eventos excecionais nos indicadores de continuidade de serviço SAIFI e SAIDI

Ao nível do TIEPI MT e da END MT, os restantes incidentes, classificados como eventos excecionais, resultaram em 3,65 minutos e em 256 MWh, respetivamente. Ao nível do indicador MAIFI, tiveram um impacto de 0,01 e 0,10 interrupções em AT e MT, respetivamente.

6. COMPENSAÇÕES 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° 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

	AT	MT	BT
Zona A	6	8	10
Zona B		12	15
Zona C		18	20

Duração total das interrupções por ano

(min)	AT	MT	BT
Zona A	180	240	360
Zona B		480	600
Zona C		720	1020

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 2019, 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 EDP Distribuição.

Nível de Tensão	Zona QS	Número de Incumprimentos	Valor das Compensações (€)	Valores a deduzir nos proveitos da DEE* (€)
AT	A	-	-	-
	B	1	34 179,69	-
	C	4	4 952,34	-
	Total	5	39 132,03	-
MT	A	73	6 298,42	-
	B	44	8 619,28	101,59
	C	61	6 522,94	58,94
	Total	178	21 440,64	160,53
BTE	A	100	7 127,41	76,63
	B	33	2 730,45	-
	C	9	2 218,91	-
	Total	142	12 076,77	76,63
BTN	A	12 446	72 262,79	2 432,85
	B	3 587	30 243,49	1 236,96
	C	6 588	78 169,00	1 837,03
	Total	22 621	180 675,28	5 506,84
TOTAL		**22 946**	**253 324,72**	**5 744,00**

*DEE – Distribuição de energia elétrica

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

Das 22 946 situações de incumprimento, 22 813 foram relativas à duração acumulada das interrupções e 133 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes 253 324,72 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões[16].

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[17].

Observa-se que, em 2019 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 234 mil euros a título de compensações.

[16] Na página da EDP Distribuição constam os valores das compensações pagas aos clientes, por Concelho: https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/indicadores-individuais

[17] 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	1 527	0	1 527	30 540
Ativações	Não cumprimento da disponibilidade de agenda nos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento	1 126	226	658	13 160
Desativações		817	30	784	15 680
Reclamações	Não cumprimento do tempo de resposta a reclamações	433	26	410	9 180
Visitas Combinadas	Não cumprimento do intervalo combinado para visita	10 899	283	4 339	86 760
Assistências Técnicas	Não observação do prazo para chegada à instalação do cliente	2 002	848	1 154	23 080
Restabelecimentos após Interrupção por Facto Imputável ao Cliente	Não observação do prazo máximo para restabelecimento	6 463	95	2 787	55 740

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[20]. Os valores relativos a 2019 são apresentados na Tabela 6.4.

Indicador	Compensações pagas pelos clientes ao ORD	Nº	Montante (€)
Visitas Combinadas	Ausência do cliente na instalação	1 290	25 800
Assistência Técnica	Avaria na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual cuja responsabilidade não é do ORD	41 171	823 452

Tabela 6.4 – Número e montante das compensações pagas pelos clientes

[20] O valor de cada compensação é de 20 euros

7.
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 2019 encontravam-se registados 265 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 2019, a maioria (69%).

Em 2019 foram mantidas práticas de anos anteriores no relacionamento com estes clientes, não tendo sido desenvolvidas ações específicas a eles dirigidas.

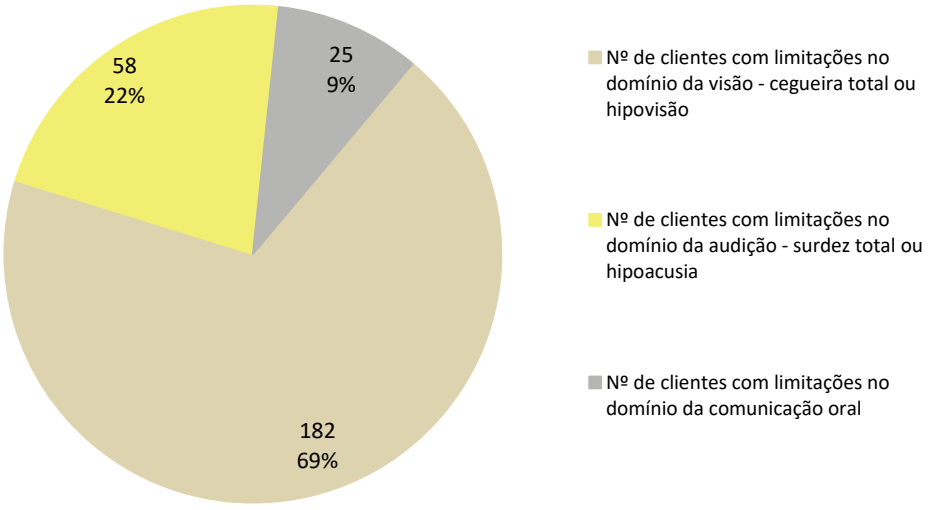


Gráfico 7.1 – Distribuição de clientes com necessidades especiais

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 caráter 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.

No final de 2019 estavam identificados 3077 clientes prioritários. O Gráfico 7.2 ilustra a distribuição destes clientes. Verifica-se que mais de 50 % 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.

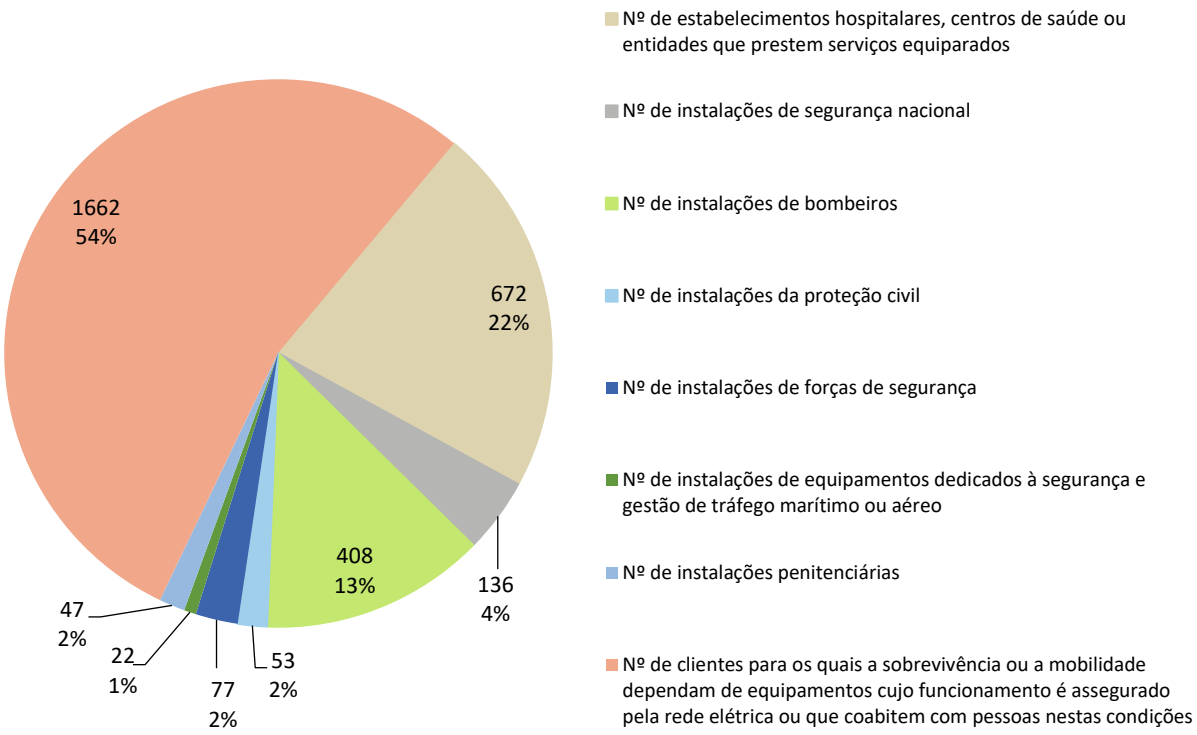


Gráfico 7.2 – Distribuição de clientes prioritários

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.

8.
AÇÕES RELEVANTES PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

8. Ações Relevantes para a Melhoria da Qualidade de Serviço

8.1. Inovação e operação do sistema

Em 2019 foi revisto o documento normativo técnico de projeto-tipo de redes MT em cabo torçada. Esta solução tecnológica permite o estabelecimento de rede aérea MT com condutores isolados, mitigando o impacto de elementos externos no desempenho da rede de distribuição.

Ao longo de 2019 foram realizadas diversas instalações-piloto para validação de novas tecnologias e o seu potencial de incorporação no portefólio de soluções tecnológicas da EDP Distribuição, destacando-se a implementação de projeto com cabo isolado MT com bainha exterior reforçada (todo-o-terreno). Esta solução tecnológica permite estabelecer rede subterrânea MT de forma mais expedita e com benefícios técnico-económicos, quando comparada com a solução tradicional de rede subterrânea MT. Trata-se de uma alternativa viável, embora mais dispendiosa, ao estabelecimento de rede aérea MT, contribuindo para a melhoria da qualidade de serviço.

Ainda durante o ano 2019 foi também testada e avaliada uma solução para monitorizar em tempo real o uso de geradores móveis de emergência e de centrais móveis. A solução contempla sensores que fornecem informações de geolocalização em tempo real destes ativos, assim como o seu estado de funcionamento. Com estas informações, foi desenhada uma plataforma que permite gerir de forma integrada estes ativos, otimizando a sua utilização, assim como a disponibilização de informação fidedigna sobre as porções da rede alimentada nestas situações.

Em 2019 foi igualmente desenvolvida e testada, em forma de piloto, uma aplicação computacional baseada num algoritmo de correlação de informação que visa acelerar o processo de análise da alarmística SCADA *(Supervisory Control and Data Acquisition)* disponível, permitindo reduzir o número de alarmes apresentados ao operador durante uma ocorrência na rede de distribuição, apresentando a informação de vários alarmes de forma concisa e focada, permitindo desta forma acelerar o processo de decisão e de reposição.

Complementarmente, deu-se continuidade ao trabalho de implementação da base de dados de proteções, que visa dotar a organização de uma plataforma mais inteligente e com capacidades analíticas mais avançadas que mitiga erros de inserção de dados e permite

um melhor controlo e visibilidade desta informação.

Recentemente, a EDP Distribuição tem vindo a testar novos conjuntos de sensores de passagem de defeito com a particularidade de poderem ser facilmente relocalizados, tornando-os assim uma solução mais ágil em zonas onde se verifique uma maior incidência de ocorrências. Estes novos conjuntos de sensores são um importante complemento às soluções tradicionais, pois permitem reduzir substancialmente a zona de pesquisa de avaria e consequentemente minimizar o tempo de deteção do defeito. O facto de ser uma solução de fácil instalação permite que estes sensores sejam utilizados tanto de uma forma mais proactiva, no apoio à identificação da zona provável de defeito em zonas com elevada incidência de incidentes de curta duração, como em contexto de avaria para apoio às equipas na localização de defeitos permanente.

8.2. Exploração dos ativos

Continuando a assumir o compromisso de orientação para o cliente, a EDP Distribuição deu cumprimento, durante o ano de 2019, à execução de um plano de investimentos, que, no seu todo, contribuiu para a melhoria efetiva da qualidade de serviço técnica das redes de distribuição.

Em 2019 entraram em exploração os Postos de Corte (PC) AT Vale de Moura (concelho de Évora) e Évora Sul (concelho de Évora).

Ao nível de subestações AT/MT, entraram em exploração as Subestações da Boavista 60/10kV - 60MVA (concelho de Lisboa) e de Conceição 60/15kV - 20MVA (concelho de Tavira). Procedeu-se à substituição na SE Arco Carvalhão (concelho de Lisboa) de um TP 60/10kV - 20 MVA por outro com potência de 40 MVA. Efetuou-se também um conjunto de remodelações, das quais se destacam a remodelação integral da SE S. Martinho do Campo (concelho de Santo Tirso), o novo Andar AT (GIS) na SE Monserrate (concelho de Viana do Castelo), a remodelação MT na SE Pegões (concelho de Montijo), a substituição de 4 Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC) em Subestações AT/MT (SE Alfena, SE Lapa, SE S. Martinho Dume, SE Zambujal e SE Loulé), a substituição de 6 Unidades Remotas de Teleação e Automatismos (SE Pinheiros e Tocha e PC Carvalhais, Mortágua, Penacova e Vila Nova), o upgrade funcional de Automatismos e/ou Proteções em 18 instalações e a substituição de Sistemas de Alimentação em 10 instalações.

Por outro lado, efetuou-se a ampliação do Andar AT com mais 1 Painel de linha AT na SE Caniços (concelho de Santo Tirso), na SE Pampilhosa (concelho da Mealhada), na SE Vila Velha de Rodão (concelho de Vila Velha de Rodão), na SE S. Jorge (concelho de Porto de Mós), na SE Areias (concelho de

Vila Franca de Xira), na SE Borba (concelho de Borba), na SE Aljustrel (concelho de Aljustrel), no PC Cacia (concelho de Aveiro) e PC Ribabelide (concelho de Lamego), a retirada de exploração da Unidade Móvel de Recurso (UMR) AT/MT instalada na SE Gala (concelho de Figueira da Foz) e a instalação do TP AT/MT 20 MVA.

Salienta-se ainda a instalação de Painel Interbarras AT na SE Aljustrel (concelho de Aljustrel), na SE Mem Martins (concelho de Sintra) e no PS Sobralinho (concelho de Vila Franca de Xira), que resulta na melhoria da capacidade de recurso da rede AT.

Com vista a proporcionar maior resiliência às subestações instaladas em zona sísmica, foi efetuada a fixação antissísmica dos 24 Transformadores de Potência, afetos às Subestações Amoreiras, Colombo, Entre Campos, Expo Sul, Laranjeiro, Loulé, Luz, Marvila, Mutela, Norte, Parque, Praça da Figueira, Telheiras, Vale Escuro, Zambujal, Lagoa, Vilamoura e Quarteira.

De referir também que foi adquirida uma UMR de média tensão, para repor a operacionalidade de instalações em caso de avarias irreversíveis. Ao adquirir mais uma destas unidades, a EDP Distribuição incrementou o parque já existente.

Ainda ao nível da rede AT é de salientar um conjunto de novas linhas AT: LN60 6490 São Jorge - Cabopol (Cliente), LN60 6488 PS Évora Sul - Viana do Alentejo, LN60 6334 Caeira - PS Évora Sul, LN60 6491 Areias – Exide (Cliente), LN60 6497 Caeira - PS Vale de Moura, LN60 6498 PS Vale de Moura - Alqueva (REN), LN60 6470 CF Tendeiros - Alpalhão, LN60 6477 Casal Lebre - Crisal (Cliente), LN 60 kV Sertã - Pedrogão, as quais possibilitaram a inserção das novas SE AT/MT e novos PC AT, bem como a melhoria da capacidade de recurso da rede AT.

Ao nível da rede MT, é de salientar a ligação de 3 novas saídas de SE (1 na SE Oliveira de Azeméis e 2 na SE Campo 24 de Agosto), que permitiram melhores soluções de recurso em situação de contingência, e a instalação de 3,6 km de cabo com bainha reforçada na linha MT SE Casal da Areia – Litoral Norte, substituindo a rede aérea existente, o que se traduz em menor exposição numa zona de orla marítima e, consequentemente, melhor qualidade de serviço.

Em 2019 prosseguiu-se o programa de instalação de órgãos telecomandados, com um incremento de 303 pontos telecomandados na rede MT face a 2018 (253 OCR e 50 PST), aumentando assim a capacidade de supervisão, comando e controlo sobre a rede MT, com impacto significativo na redução do tempo de reposição de serviço e na eficiência das operações. Registou-se uma operacionalidade média dos órgãos de telecomando superior a 99%, com impacto positivo direto na qualidade de serviço técnica.

Realizou-se a inspeção termográfica a subestações e a inspeção técnica de linhas aéreas AT e MT, inclusive em regime de avaria, destacando-se a utilização de veículos aéreos não tripulados (*drones*). Realça-se também a monitorização da distância a obstáculos, bem como a avaliação das condições técnicas dos ativos da rede, alavancadas nos pilotos de sensorização de redes AT/MT já implementados no terreno, e ainda o plano de limpeza das faixas de proteção das linhas aéreas AT e MT.

Ao nível dos sistemas técnicos, continuou-se a expansão do projeto de localização de defeitos na rede MT. Neste âmbito, e dando continuidade ao desenvolvimento da ferramenta de localização de defeitos, prosseguiu-se com a instalação em subestações com proteções digitais, mas sem a funcionalidade de cálculo e envio da localização de defeitos para SCADA, de equipamentos que permitem garantir a recolha automática das oscilografias e também efetuar o cálculo e envio das localizações de defeito para o sistema SCADA. Desta forma, consegue-se a diminuição dos tempos de interrupção associados à pesquisa de avaria e ainda obter ganhos operacionais com a eliminação da necessidade de deslocação a estas instalações para recolha de dados oscilográficos.

A EDP Distribuição, com os projetos realizados e a atitude de constante melhoria adotada, pretende garantir as condições favoráveis à existência de uma rede de distribuição em Portugal continental robusta e fiável, com capacidade de garantir a ligação dos novos consumidores e produtores de energia e com níveis de continuidade de serviço e de qualidade de energia que respondam às necessidades dos utilizadores da rede, tendo sempre presente a minimização dos custos operacionais.

8.3. Comunicação com outros operadores de redes

Relativamente aos Operadores de Rede de Distribuição, trimestral e anualmente, foi disponibilizada a informação relativa à continuidade de serviço, aos dez operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD_{BT}) 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.

Quanto à qualidade de energia elétrica, o Plano de Monitorização da QEE 2018-2019 inclui um conjunto de subestações AT/MT, distribuídas uniformemente ao longo do biénio, que alimentam a quase totalidade (96%) dos postos de transformação dos dez ORD_{BT}. 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 2019, que alimentam postos de transformação dos ORD_{BT}.

8.4. Campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos"

A EDP Distribuição é parceira da campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos", desenvolvida no âmbito do Grupo de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, 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 EDP Distribuição, 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+.

8.4.1. 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, nas diversas ações de sensibilização realizadas pela EDP Distribuição, em parceria com associações empresariais, tem sido distribuído aos vários clientes um folheto de divulgação desta iniciativa. De igual modo, quer o folheto de divulgação quer o Manual de Boas Práticas para a manutenção de postos de transformação de cliente estão disponíveis na página da *internet*.

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

8.5. Redes inteligentes

As redes inteligentes têm um papel central no processo de transição energética, contribuindo para a otimização e melhoria dos sistemas de energia, proporcionado 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.

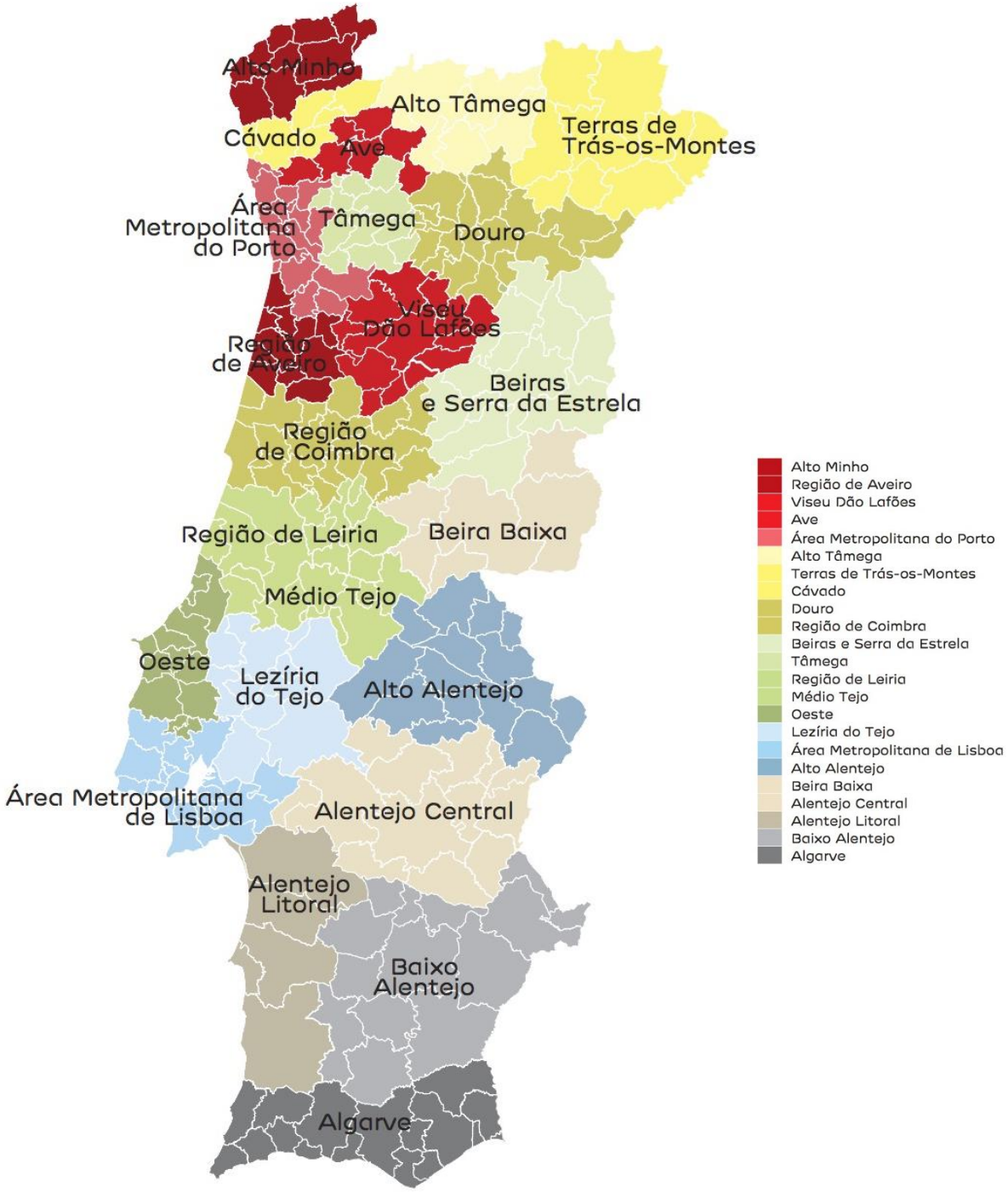
Na resposta aos desafios da transição energética, destaca-se o Centro Integrado de Supervisão Inovgrid que se tem revelado indispensável na resposta da Empresa aos diferentes desafios de natureza operacional, nomeadamente através de novos sistemas e da monitorização de alarmes, de controlos antifraude, no acompanhamento da instalação e operação do parque de equipamentos de medição inteligentes e de suporte às equipas operacionais.

Complementarmente, em 2019, foi lançado o programa InovGrid 2030, um instrumento fundamental no apoio e dinamização da Transição Energética no país.

9.
ANEXOS

ANEXO 1

Caracterização das Regiões NUTS II e NUTS III


Alto Minho
Alto Tâmega
Terras de Trás-os-Montes
Cávado
Ave
Área Metropolitana do Porto
Tâmega
Douro
Viseu Dão Lafões
Região de Aveiro
Beiras e Serra da Estrela
Região de Coimbra
Região de Leiria
Beira Baixa
Médio Tejo
Oeste
Lezíria do Tejo
Alto Alentejo
Área Metropolitana de Lisboa
Alentejo Central
Alentejo Litoral
Baixo Alentejo
Algarve
Alto Minho
Região de Aveiro
Viseu Dão Lafões
Ave
Área Metropolitana do Porto
Alto Tâmega
Terras de Trás-os-Montes
Cávado
Douro
Região de Coimbra
Beiras e Serra da Estrela
Tâmega
Região de Leiria
Médio Tejo
Oeste
Lezíria do Tejo
Área Metropolitana de Lisboa
Alto Alentejo
Beira Baixa
Alentejo Central
Alentejo Litoral
Baixo Alentejo
Algarve

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
- Carrazeda 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

ANEXO 2

Definições e Siglas

Apresentam-se em seguida as definições e siglas adotadas neste relatório. Em geral, e sempre que possível, adotam-se as definições da NP EN 50 160 "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, Uc (ou da tensão de referência deslizante, Urd), 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 excecionais 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 desfasagens 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, cogerador, 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

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 caráter 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 caráter 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 Uc, 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.

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 - Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "*Momentary Average Interruption Frequency Index*")

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 duma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido duma maneira especificada.

Nível de imunidade - nível máximo duma 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 (duma quantidade) - valor duma quantidade avaliada duma maneira especificada.

O

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

Operador Automático (OPA) - dispositivo eletrónico 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.

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.

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 – Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Interruption Duration Index").

SAIFI – Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador "System Average Interruption Frequency Index").

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 Un 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 Uc.

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

> **individualmente**, segundo a sua amplitude relativa (Uh) em relação à fundamental (U1), em que "h" representa a ordem da harmónica;
>
> **globalmente**, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

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

Tensão inter-harmónica - tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, 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

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