



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO 2025





FICHA TÉCNICA:

Título: Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico – 2025

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data da Aprovação: 14/10/2026



ÍNDICE

SUMMARY	1
SÍNTESE	7
1 INTRODUÇÃO	13
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	17
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO	25
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	29
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	29
3.1.2 INDICADORES GERAIS	31
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	36
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	37
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	38
3.1.6 CONCLUSÕES.....	40
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	41
3.2.1 INDICADORES GERAIS	41
3.2.2 EVENTOS EXCECIONAIS	47
3.2.3 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	47
3.2.4 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	48
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	51
3.2.6 CONCLUSÕES.....	53
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	55
3.3.1 INDICADORES GERAIS	55
3.3.2 EVENTOS EXCECIONAIS	60
3.3.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	61
3.3.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	62
3.3.5 CONCLUSÕES.....	65
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	67
3.4.1 INDICADORES GERAIS	69
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	85
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	94
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	94
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO	96
3.4.6 CONCLUSÕES.....	98
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	99
3.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA	101



3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	103
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	105
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO	107
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ	109
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	111
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	113
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	115
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	117
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	121
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	123
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	123
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	124
4.1.3	CONCLUSÕES	126
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	127
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	127
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	129
4.2.3	CONCLUSÕES	139
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	141
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	141
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	142
4.3.3	CONCLUSÕES	146
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	147
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	147
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	149
4.4.3	NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE	153
4.4.4	RECLAMAÇÕES RELATIVAS À QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO	154
4.4.5	CONCLUSÕES	157
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	159
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	161
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	163
4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD	165
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO em BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	167





5	RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS	169
5.1	ENQUADRAMENTO	171
5.2	CARACTERIZAÇÃO.....	171
5.3	CONCLUSÕES.....	172
6	OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO	175
6.1	BOLETINS.....	175
6.2	DASHBOARDS	176
6.3	RELATÓRIOS.....	177
	ANEXOS	179
	ANEXO A – LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	181
	ANEXO B - LISTA DE CONCELHOS POR NUTS III	183





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das interrupções acidentais na RNT	31
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	32
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	33
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	33
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	34
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	34
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	35
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	39
Figura 3-9 – Evolução da taxa combinada de disponibilidade	39
Figura 3-10 – Região Autónoma dos Açores	42
Figura 3-11 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	43
Figura 3-12 – Evolução da END MT na RAA	44
Figura 3-13 – Evolução do TIEPI MT na RAA	44
Figura 3-14 – Evolução do SAIFI MT na RAA	45
Figura 3-15 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	45
Figura 3-16 – Evolução do SAIFI BT na RAA	46
Figura 3-17 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	47
Figura 3-18 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2025.....	49
Figura 3-19 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2025	50
Figura 3-20 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	51
Figura 3-21 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	51
Figura 3-22 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	52
Figura 3-23 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	52
Figura 3-24 – Região Autónoma da Madeira	56
Figura 3-25 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	57
Figura 3-26 – Evolução do SAIFI MT na RAM	58
Figura 3-27 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	58
Figura 3-28 – Evolução do SAIFI BT na RAM	59
Figura 3-29 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	59
Figura 3-30 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2025	61
Figura 3-31 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2025	62
Figura 3-32 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	63





Figura 3-33 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	63
Figura 3-34 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	64
Figura 3-35 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	64
Figura 3-36 – NUTS III em Portugal continental.....	68
Figura 3-37 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção	70
Figura 3-38 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção.....	70
Figura 3-39 – Evolução do SAIFI AT.....	71
Figura 3-40 – Evolução do SAIDI AT	71
Figura 3-41 – Evolução do MAIFI AT	72
Figura 3-42 – Evolução do TIEPI MT.....	73
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI MT.....	73
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI MT	74
Figura 3-45 – Evolução do MAIFI MT	74
Figura 3-46 – Evolução do SAIFI BT.....	75
Figura 3-47 – Evolução do SAIDI BT	75
Figura 3-48 – SAIFI AT por NUTS III, em 2025	76
Figura 3-49 – SAIDI AT por NUTS III, em 2025.....	77
Figura 3-50 – MAIFI AT por NUTS III, em 2025.....	78
Figura 3-51 – END MT por NUTS III, em 2025	79
Figura 3-52 – SAIFI MT por NUTS III, em 2025	80
Figura 3-53 – TIEPI MT por NUTS III, em 2025	81
Figura 3-54 – SAIDI MT por NUTS III, em 2025	82
Figura 3-55 – MAIFI MT por NUTS III, em 2025	83
Figura 3-56 – SAIDI BT por NUTS III, em 2025.....	84
Figura 3-57 – SAIFI BT por NUTS III, em 2025	85
Figura 3-58 – Número de clientes afetados por nível de tensão	86
Figura 3-59 – Número de clientes afetados por nível de tensão	87
Figura 3-60 – Número de clientes afetados por nível de tensão	88
Figura 3-61 – Número de clientes afetados por nível de tensão	89
Figura 3-62 – Número de clientes afetados por nível de tensão	91
Figura 3-63 – Número de clientes afetados por nível de tensão	92
Figura 3-64 – Número de clientes afetados por nível de tensão	93
Figura 3-65 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2025	94
Figura 3-66 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	97



Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT	99
Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT	99
Figura 3-69 – Evolução do SAIDI BT	101
Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT	101
Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT	103
Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT	103
Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT	105
Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT	105
Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT	107
Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT	107
Figura 3-77 – Evolução do SAIDI BT	109
Figura 3-78 – Evolução do SAIFI BT	109
Figura 3-79 – Evolução do SAIDI BT	111
Figura 3-80 – Evolução do SAIFI BT	111
Figura 3-81 – Evolução do SAIDI BT	113
Figura 3-82 – Evolução do SAIFI BT	113
Figura 3-83 – Evolução do SAIDI BT	115
Figura 3-84 – Evolução do SAIFI BT	115
Figura 3-85 – Evolução do SAIDI BT	117
Figura 3-86 – Evolução do SAIFI BT	117
Figura 4-1 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RNT	124
Figura 4-2 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RNT	125
Figura 4-3 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAA	129
Figura 4-4 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAA	129
Figura 4-5 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAM	143
Figura 4-6 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAM	143
Figura 4-7 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição	150
Figura 4-8 – Número de cavas de tensão por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)	150
Figura 4-9 – Número de sobretensões por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)	151
Figura 4-10 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação	154
Figura 4-11 – Número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão	155
Figura 4-12 – Número de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares	156





Figura 4-13 – Concelhos com intervenções de remodelação e reconfiguração de rede na sequência das medições complementares	156
---	-----





ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	18
Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2025	19
Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2025.....	19
Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2025	20
Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2025.....	21
Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2025	21
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	27
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT	30
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT	36
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de circuito de linha aérea na RNT	36
Quadro 3-5 – Impacto do evento nos indicadores gerais de continuidade de serviço	38
Quadro 3-6 – Indisponibilidade dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, em 2025 ...	38
Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAA em 2025	42
Quadro 3-8 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2025	53
Quadro 3-9 – Indicadores gerais na RAM em 2025	56
Quadro 3-10 – Impacto da depressão Emília nos indicadores de continuidade de serviço	60
Quadro 3-11 – Compensações na RAM, em 2025	65
Quadro 3-12 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	67
Quadro 3-13 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2025	69
Quadro 3-14 – Impacto da depressão Hermínia nos indicadores de continuidade de serviço	86
Quadro 3-15 – Impacto da depressão Ivo nos indicadores de continuidade de serviço.....	87
Quadro 3-16 – Impacto da depressão Martinho nos indicadores de continuidade de serviço	88
Quadro 3-17 – Impacto do apagão ibérico nos indicadores de continuidade de serviço	90
Quadro 3-18 – Impacto dos incêndios nos indicadores de continuidade de serviço	91
Quadro 3-19 – Impacto das trovoadas nos indicadores de continuidade de serviço	92
Quadro 3-20 – Impacto da depressão Cláudia nos indicadores de continuidade de serviço.....	93
Quadro 3-21 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2025	95
Quadro 4-1 – Cavas de tensão na rede de transporte em Portugal continental em 2025	125
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2025	126
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2025.....	130
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2025	130



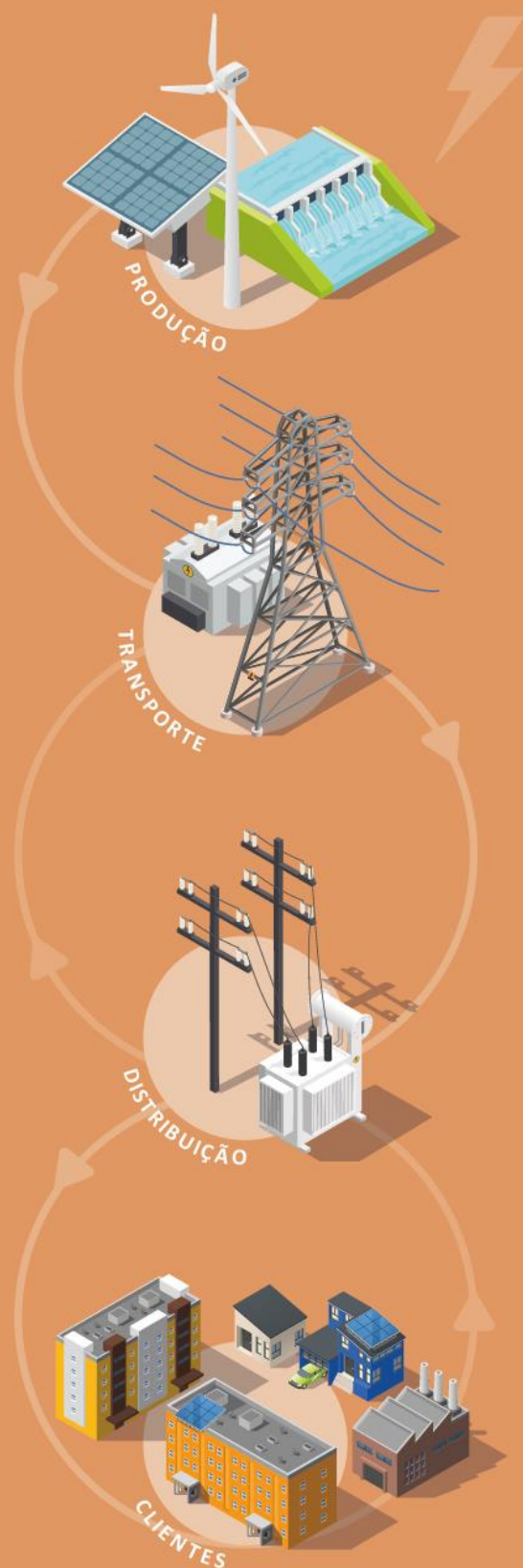


Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2025	131
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2025	131
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2025	132
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2025	133
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2025	133
Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2025	134
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2025	134
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2025	135
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2025	135
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2025	136
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2025	136
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2025	137
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2025	137
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2025	138
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2025	138
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2025	139
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2025	144
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2025	144
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2025	145
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2025	145
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)	152
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)	153
Quadro 5-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2025	171





CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO



REDE NACIONAL DE TRANSPORTE (RNT)

89
pontos
de entrega
(PdE)

9 895 km
de rede MAT



98,30%
Disponibilidade dos elementos da RNT

► Número médio anual de interrupções



1,00

interrupções/PdE

0,01 interrupções/PdE em 2024

► Duração média anual de interrupções

736,13

minutos/PdE

0,04 minutos/PdE em 2024



xi



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

CONTINENTE

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA



9 780 km de rede AT
75 853 km de rede MT
152 906 km de rede BT



1 889 km de rede MT
3 019 km de rede BT



1 271 km de rede MT
3 369 km de rede BT



6 595 634 clientes BT

133 406 clientes BT

149 665 clientes BT



Número médio anual de interrupções sentidas pelos clientes BT

3,07

interrupções/cliente

1,56 interrupções/cliente em 2024

3,96

interrupções/cliente

3,29 interrupções/cliente em 2024

0,84

interrupções/cliente

0,63 interrupções/cliente em 2024



Duração média anual de interrupções sentidas pelos clientes BT

95,55 minutos/cliente em 2024
751,93 minutos/cliente



104,26 minutos/cliente em 2024
152,62 minutos/cliente



36,92 minutos/cliente em 2024
52,92 minutos/cliente



Compensações pagas aos clientes BT

1 934 119 €

820 019 € em 2024

61 €

56 € em 2024

5 221 €

1330 € em 2024

xii



AT - Alta Tensão; MT - Média Tensão; BT - Baixa Tensão



SUMMARY





SUMMARY

The quality of service is a key factor in customers' assessment of their electricity supply. For this reason, the Quality of Service Code (RQS) for the electricity and gas sectors establishes that companies in the electricity sector and the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) must publish information that characterizes and assesses the quality provided and the quality perceived by customers.

This report is dedicated to continuity of electricity supply and electrical power quality, covering network operators of all voltage levels.

CONTINUITY OF SUPPLY

TRANSMISSION NETWORK

In 2025, 92 interruptions were recorded on the National Transmission Network (RNT), five of which were unplanned interruptions (two long and three short interruptions). The remaining 87 long interruptions were classified as exceptional events associated with the blackout of 28 April 2025, which affected the entire Iberian Peninsula and originated in the Spanish electricity network. Despite the occurrence of these long interruptions, the individual standards for continuity of supply were fully met at all delivery points.

The general continuity of supply indicators for the RNT for 2025 showed a deterioration compared with the results achieved in 2024, mainly due to the impact of the Iberian blackout. Excluding the impact of this event, the performance of the transmission network remained at a high level, demonstrating the high reliability of the network. This performance is assessed through the relevant indicator corresponding to the combined average availability rate, which has consistently exceeded 98% over the past 15 years.

DISTRIBUTION NETWORK

In 2025, there was a deterioration in the general continuity of supply indicators for distribution networks operated by E-REDES compared with the previous year. This deterioration was mainly due to the occurrence of seven major impact events, classified as exceptional events, comprising five storms, the Iberian blackout and one wildfire. The Iberian blackout of 28 April 2025 should be highlighted, having an unprecedented impact on the quality of service provided by the National Distribution Network. This event





had a total duration of approximately 36.4 hours (10 hours on average across customers) and caused the interruption of the electricity supply to all customers connected to the various voltage levels.

Despite the deterioration in the general continuity of supply indicators, all the established general standards for continuity of supply were met, both for the medium-voltage (MV) network and the low-voltage (LV) network, in the three quality of service zones.

In 2025, there were 111 182 non-compliances of individual standards for continuity of supply, corresponding to an increase of around 53% compared to the previous year. This violation of individual standards gives the affected customers the right to a compensation by the network operator. Total compensations paid to HV, MV and LV customers in 2025 rose to around 2.1 million euros, being double the amount paid in 2024.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the Autonomous Region of the Azores (RAA), there was a deterioration in the general indicators of continuity of supply in 2025, compared to the previous year. This was partly due to an increase in unplanned interruptions arising from production and networks.

A comparison of the general indicators with the respective standards revealed only one non-compliance, relating to the SAIFI LV indicator in zone A on the island of Faial.

With regard to individual indicators of continuity of supply, there were nine non-compliances with the established standards, three times the number observed in 2024. The amount of compensation paid by the RAA's distribution network operator (EDA) to MV and LV customers was around 84 euros, lower than the amount recorded in the previous year. Despite the increase in the number of non-compliances compared with 2024, the total amount of compensation paid to customers decreased due to the lesser severity of non-compliances recorded in 2025.

AUTONOMOUS REGION OF MADEIRA

In the Autonomous Region of Madeira (RAM), there was a deterioration in the general continuity of supply indicators in 2025, compared to the previous year. A major reason for this decline was the increase in unplanned interruptions arising from the networks and the occurrence of a major impact event, classified as exceptional event, resulting from extreme weather conditions, which affected the island of Madeira.





In 2025, the general standards were met. There were 252 non-compliances with individual standards related to the total duration of interruptions, representing an increase of 85% increase compared with 2024. As a result of these non-compliances, compensation paid to MV and LV customers amounted to around 8 228 euros, which is about 4.5 times higher than the value recorded in the previous year.

DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2025, all distribution network operators exclusively in low voltage, operating in mainland Portugal, complied with the general and individual continuity of supply standards.

POWER QUALITY

TRANSMISSION NETWORK

In 2025, the transmission system operator (REN – Rede Eléctrica Nacional) carried out power quality measurements at all delivery points supplied by RNT. Non-compliance with regulatory values for the long- and short-term flicker severity and harmonic voltage (6th and 7th harmonics) were detected. The evolution of these situations is being followed by ERSE and no impact on customers has been identified. In relation to voltage dips, in 2025, there was a reduction of 7.2% in the average number of voltage dips per monitored delivery point compared to the previous year.

DISTRIBUTION NETWORK

In 2025, the National Distribution Network Operator (E-REDES – Distribuição de Eletricidade) recorded some occasional situations of non-compliance in terms of flicker, supply voltage variations, harmonic voltage distortion and voltage imbalance, which are being followed by ERSE, in line with the previous year. With regard to voltage events, there was a reduction of around 19% in the average number of voltage dips and a decrease of around 29% in swells compared to 2024.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the RAA's distribution network (EDA – Electricidade dos Açores), non-compliance with limit values associated with the following continuous phenomena were identified: a) flicker on the islands of São





Miguel, Corvo and Pico; b) supply voltage variations on the islands of São Miguel. With regard to frequency, harmonic voltages and voltage imbalance, compliance with standard NP EN 50160 was verified on all islands of the RAA.

In 2025, the Azores archipelago recorded an increase in the number of voltage events compared with 2024, with a rise of 45.2% in the number of voltage dips and 29.7% in the number of swells.

AUTONOMOUS REGION OF THE MADEIRA

In the RAM's distribution network (operated by EEM – Empresa de Electricidade da Madeira), in 2025, a non-compliance with the flicker limit values was identified at a MV monitoring point located on the island of Madeira. The other parameters monitored – supply voltage variations, frequency, harmonic voltages and voltage imbalance – were found to comply with NP EN 50 160 on the RAM's islands.

In relation to voltage events, there was an increase compared with 2024, with the number of voltage dips reaching 2.3 times the value observed in the previous year and the number of swells being 7.1 times the value recorded in 2024.

DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2025, five distribution networks operators exclusively in LV submitted information on the monitoring of power quality at their transformer substations, with no non-compliances identified relative to the regulatory limits.



SUMÁRIO





SÍNTESE

A qualidade de serviço é um elemento fundamental na avaliação feita pelos clientes ao serviço de fornecimento de energia elétrica que lhes é prestado. Por esta razão, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás prevê que, tanto as empresas do setor elétrico como a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) devem divulgar informação que caracterize e avalie a qualidade prestada e a qualidade percecionada pelos clientes.

Este relatório dedica-se aos temas da continuidade de serviço de eletricidade e da qualidade da energia elétrica, abrangendo operadores de redes de todos os níveis de tensão.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

REDE DE TRANSPORTE

Em 2025, ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) 92 interrupções de fornecimento de energia elétrica, das quais cinco foram interrupções acidentais (duas interrupções longas e três breves). As restantes 87 interrupções longas foram classificadas como eventos excecionais, associados ao apagão de 28 de abril de 2025, que afetou toda a península ibérica e teve origem na rede elétrica espanhola. Apesar do impacto destas interrupções, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT registaram uma degradação face aos resultados de 2024, refletindo sobretudo o impacto do apagão ibérico. Excluindo o impacto deste evento, o desempenho da RNT manteve-se em níveis elevados, evidenciando a elevada fiabilidade desta rede. O indicador da disponibilidade dos elementos da RNT manteve-se acima de 98%, tal como verificado nos últimos 15 anos.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2025, verificou-se uma degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RND face ao ano anterior. Esta evolução foi determinada, sobretudo, pela ocorrência de sete eventos excecionais de grande impacto registados ao longo do ano, com especial destaque para o apagão ibérico de 28 de abril de





2025, que teve um impacto sem precedentes na qualidade de serviço da RND. Este evento teve uma duração total de cerca de 36,4 horas (cerca de 10 horas em média por cliente) e provocou a interrupção do fornecimento de energia elétrica à totalidade dos clientes ligados aos diferentes níveis de tensão.

Apesar do agravamento dos indicadores gerais de continuidade de serviço, todos os padrões gerais estabelecidos no RQS foram cumpridos, quer para a rede de média tensão (MT), quer para a rede de baixa tensão (BT), nas três zonas de qualidade de serviço.

Ao nível dos padrões individuais de continuidade de serviço, registaram-se 111 182 incumprimentos, correspondendo a um aumento de cerca de 53% face a 2024. No que respeita às compensações pagas aos clientes, o valor global ascendeu a aproximadamente 2,1 milhões de euros, o dobro do montante pago no ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2025 uma degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu o aumento das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de um único incumprimento, relativo ao indicador SAIFI BT na zona A da ilha do Faial.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se nove incumprimentos dos padrões estabelecidos, três vezes mais do que em 2024. O valor das compensações pagas pela EDA aos clientes foi cerca de 84 euros, montante inferior ao registado no ano anterior. Apesar do aumento do número de incumprimentos comparativamente a 2024, o montante total das compensações pagas aos clientes diminuiu, devido à menor gravidade dos incumprimentos registados em 2025.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em 2025, registou-se uma degradação dos indicadores de continuidade de serviço da Região Autónoma da Madeira (RAM) face aos valores registados no ano anterior. Para este agravamento contribuíram de forma expressiva o aumento das interrupções acidentais com origem nas redes e a ocorrência de um evento excecional de grande impacto, resultante de fenómenos atmosféricos extremos, que afetou a ilha da Madeira.





Em 2025, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais de continuidade de serviço. Nesse ano, ocorreram 252 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções, correspondendo a um aumento de 85% face a 2024. Em consequência destes incumprimentos, as compensações pagas a clientes ascenderam a cerca de 8 228 euros, montante 4,5 vezes superior ao registado no ano anterior.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2025, todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão que operam em Portugal continental, cumpriram os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

REDE DE TRANSPORTE

Em 2025, a REN – Rede Eléctrica Nacional realizou medições de qualidade de energia elétrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

Nesse ano, foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 6.^a e 7.^a tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se, em 2025, uma redução de cerca de 7,2% no número médio de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, face ao ano anterior.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Na rede elétrica gerida pela E-REDES verificaram-se, em 2025, algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, valor eficaz de tensão, da distorção harmónica de tensão e do desequilíbrio de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, em linha com o ano anterior. No que respeita aos eventos de tensão, registou-se uma redução de cerca de 19% no número médio das cavas de tensão e uma diminuição de cerca de 29% nas sobretensões, face a 2024.





REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na rede elétrica gerida pela EDA, em 2025, foram identificados incumprimentos dos valores limite associados aos seguintes fenómenos contínuos: a) tremulação nas ilhas de São Miguel, Corvo e Pico; b) valor eficaz de tensão em pontos da rede da ilha de São Miguel. Relativamente à frequência, às tensões harmónicas e ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, verificou-se a conformidade com a NP EN 50160 em todas as ilhas da RAA.

O arquipélago dos Açores registou um aumento no número de eventos de tensão face a 2024, com um acréscimo de 45,3% no número de cavas de tensão e de 29,7% no número de sobretensões.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede elétrica gerida pela EEM, em 2025, foi identificado um incumprimento dos valores limite de tremulação num ponto de monitorização de MT, localizado na ilha da Madeira. Os restantes parâmetros monitorizados – valor eficaz da tensão, frequência, tensões harmónicas e desequilíbrio do sistema trifásico de tensões – apresentaram conformidade com a NP EN 50 160 nas ilhas da RAM.

Relativamente aos eventos de tensão, em 2025, registou-se um aumento face ao ano anterior, com o número de cavas de tensão a mais do que duplicar e o número de sobretensões a ser 7,1 vezes superior ao registado em 2024.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2025, cinco operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia elétrica dos seus postos de transformação, não sendo identificadas inconformidades em relação aos limites estabelecidos regulamentarmente.



1. INTRODUÇÃO





1 INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço percecionada pelos clientes depende de duas componentes do serviço, sendo habitual distinguir-se a componente comercial e a componente técnica.

A vertente comercial da qualidade de serviço relaciona-se essencialmente com a qualidade do relacionamento comercial com o cliente, abarcando aspetos de comunicação, de leitura de contadores, de faturação e de prestação de serviços. Na maioria das situações depende do desempenho do comercializador, embora para alguns serviços dependa também do desempenho do operador de rede.

A vertente técnica da qualidade de serviço abarca questões como a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento, bem como a qualidade da energia elétrica. A qualidade de serviço técnica é influenciada pelos vários agentes da cadeia de valor do sistema elétrico de energia, nomeadamente os centros eletroprodutores, os operadores das redes e os clientes, e por efeitos externos que impactam as instalações de produção e as infraestruturas de distribuição, em que se incluem os eventos climatéricos extremos. No presente relatório, a qualidade de serviço técnica é avaliada em função da qualidade percecionada pelos clientes e pelo desempenho dos vários operadores de redes.

O relatório concretiza a obrigação da ERSE, prevista no RQS vigente, de divulgar anualmente a caracterização e avaliação global da qualidade de serviço, na sua vertente técnica. Toda a informação de base utilizada, bem como a informação histórica, encontra-se publicada pela ERSE num [portal interativo](#), permitindo análises complementares ou mais aprofundadas da informação apresentada neste relatório.

Importa referir que o relatório se enquadra no trabalho de acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano, destacando-se as seguintes atividades:

- ⚡ reuniões regulares com os operadores de redes,
- ⚡ análise da informação disponibilizada pelos operadores de redes,
- ⚡ análise dos relatórios de qualidade de serviço dos operadores de redes,
- ⚡ realização, sempre que considerado necessário, de ações de inspeção e auditorias sobre qualidade de serviço aos operadores de redes.

O relatório encontra-se estruturado por temas, apresentando-se um enquadramento de cada tema, uma caracterização da situação atual. Finalmente, sistematizam-se as principais conclusões e recomendações referentes a cada tema.

A informação apresentada neste relatório foi prestada à ERSE pelos operadores de redes.



2. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA





2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

A cadeia de valor do setor elétrico integra as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, bem como o consumo de energia elétrica.

Em Portugal continental, na sequência do processo de liberalização, procedeu-se à separação destas atividades. Na produção e na comercialização foi permitida a entrada de novos agentes, introduzindo concorrência no setor, com o objetivo de aumentar a eficiência e de gerar benefícios para os consumidores. As redes de transporte e distribuição são monopólios naturais, tendo sido concessionadas a empresas que se dedicam em exclusivo a estas atividades. A atividade de comercialização de energia elétrica foi juridicamente separada da atividade de distribuição (com exceção de empresas com menos de 100 mil clientes, onde ambas as atividades podem coexistir na mesma entidade jurídica). Está também consagrada a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os vulneráveis.

No caso dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, as atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso são desempenhadas pela mesma empresa, em cada região, não havendo obrigação de separação jurídica entre atividades. Estas mesmas empresas detêm ainda a maior quota na produção.

O Quadro 2-1 apresenta as entidades do setor elétrico nacional que operam redes elétricas ou que exercem o papel de comercializadores de último recurso.

PRODUÇÃO

A energia elétrica é produzida em centrais electroprodutoras, que podem ser térmicas (gás natural ou resíduos), hídricas ou utilizando outros recursos renováveis (por exemplo, vento e sol). Atualmente para abastecer os consumidores de Portugal continental, as centrais de produção de energia elétrica nacionais concorrem em regime de mercado ao nível ibérico.





Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso

Sistema elétrico	Entidade	Nome abreviado	Funções
Portugal continental	A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR
	A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR
	Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR
	CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR
	Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	C. E. S. Simão de Novais	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	C. E. de Vilarinho	ORD, CUR
	Cooprорiz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooprорiz	ORD, CUR
	E-Redes - Distribuição de Eletricidade	E-Redes	ORD
	Junta de Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT
	SU Eletricidade	SU Eletricidade	CUR
RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA	PR, ORT, ORD, CUR
RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PR, ORT, ORD, CUR

PR – Produtor; ORD – Operador das redes de distribuição; ORT – Operador da rede de transporte; CUR – Comercializador de último recurso

REDES DE TRANSPORTE

A rede de transporte garante o escoamento da energia eléctrica desde os centros eletroprodutores até às subestações transformadoras, nas quais é feita a ligação, quer directamente a clientes em muito alta tensão (MAT), quer à Rede Nacional de Distribuição (RND). A rede de transporte garante ainda as condições de segurança necessárias à receção de energia ligada às redes de distribuição. Não obstante este modelo mais tradicional, é cada vez mais relevante a produção ligada directamente à rede de distribuição, nos diversos níveis de tensão. A rede de transporte também recolhe os excedentes de produção em determinados nós da rede de distribuição, recirculando-os pela restante rede eléctrica.

A rede de transporte estabelece a ligação com a restante rede europeia de transporte através de dez interligações.

Já no caso das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, o sistema eléctrico de cada ilha funciona de forma isolada.

Em Portugal continental, a rede de transporte é constituída por linhas nos níveis de tensão de 400 kV, 220 kV e 150 kV, sendo a sua grande maioria linhas aéreas. Incluem-se ainda na rede de transporte instalações não lineares, tais como as subestações.





O Quadro 2-2 apresenta uma caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte no final de 2025.

Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2025

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	3 465
220	3 916
150	2 514
Total	9 895
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	15 370
MAT/AT	25 479
Total	40 849
Pontos de entrega	
89	

Nas regiões autónomas, as redes de transporte são constituídas por linhas aéreas e subterrâneas com níveis de tensão de 60 e 30 kV. Na RAA só existe rede de transporte em três das nove ilhas.

O Quadro 2-3 apresenta uma caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2025.

Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2025

Região Autónoma	Ilha	Linhas (km)		Subestações		N.º de pontos de entrega
		Nível de tensão (kV)		Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)	
		60	30			
Açores	São Miguel	103	-	AT/MT	232	11
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	81	MT/MT	84	6
	Pico	-	52	MT/MT	15	3
Madeira	Madeira	109	320	AT/MT	395	46
				MT/MT	211	
	Porto Santo	-	20	MT/MT	20	4





REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos de alta tensão (60 kV), de média tensão (30 kV, 15 kV e 10 kV) e de baixa tensão (400/230 V). Estas redes englobam ainda redes de pequena dimensão a 132 kV, na zona norte de Portugal continental, e a 6 kV, na zona sul.

Além das linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação (PT) e equipamentos acessórios ligados à sua exploração.

Em Portugal continental, para além da E-REDES, existem outros 10 operadores das redes de distribuição de energia elétrica, que atuam exclusivamente em BT, conforme apresentado no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2025

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
E-REDES	AT	9 179	601	-	352
	MT	60 015	15 838	-	27 073
	BT	116 859	35 259	72 427	6 570 271
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 361
A Celer	BT	83	28	49	4 640
A Lord	BT	136	21	43	4 851
C. E. de Loureiro	BT	77	21	21	2 194
C. E. S. Simão de Novais	BT	78	7	32	3 526
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 658
CEVE	BT	286	51	97	10 152
Cooprорiz	BT	n.d.	n.d.	24	1 956
A E. Moreira de Cónegos	BT	n.d.	n.d.	17	2 090
J. F. de Cortes do Meio	BT	n.d.	n.d.	4	444
Total	AT	9 179	601	-	352
	MT	60 015	15 838	-	27 073
	BT	117 519	35 387	72 669	6 595 634

n.d. – informação não disponível





O [Quadro 2-5](#) e o [Quadro 2-6](#) apresentam uma caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente, em 2025.

Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2025

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	66	29	-	25
	BT	141	23	70	4 090
São Miguel	MT	429	325	-	358
	BT	829	398	579	68 382
Terceira	MT	269	94	-	172
	BT	559	88	306	29 139
Graciosa	MT	55	12	-	20
	BT	93	9	54	3 409
São Jorge	MT	155	13	-	23
	BT	187	19	84	6 265
Pico	MT	159	39	-	45
	BT	312	36	145	10 627
Faial	MT	98	54	-	45
	BT	205	41	94	8582
Flores	MT	74	13	-	19
	BT	61	13	35	2 595
Corvo	MT	1	4	-	1
	BT	-	5	2	317
Total	MT	1 306	583	0	708
	BT	2 387	632	1 369	133 406

Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2025

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Madeira	MT	397	800	-	293
	BT	2 503	734	1 694	144 646
Porto Santo	MT	12	62	-	22
	BT	43	89	95	5 019
Total	MT	409	862	-	315
	BT	2 546	823	1 789	149 665



3. CONTINUIDADE DE SERVIÇO





3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A continuidade de serviço consiste na caracterização e avaliação das situações em que se verifica a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, que resulte da ocorrência de incidentes ou de intervenções realizadas pelos respectivos operadores de rede nos diferentes níveis de tensão. Os pontos de entrega considerados num determinado nível de tensão correspondem a ligações aos clientes ou a ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição ou da rede de distribuição em MT às redes de distribuição em BT. Para efeitos de caracterização e avaliação da continuidade de serviço estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto.

Para além dos padrões relativos à continuidade de serviço, que estabelecem um nível mínimo, o RQS prevê um incentivo para melhoria da continuidade de serviço. Uma vez que a qualidade de serviço sentida nas redes de BT depende significativamente da qualidade de serviço das redes a montante, designadamente de MT, o referido incentivo foca-se na MT. Com o objetivo de diminuir as assimetrias existentes entre os vários clientes, para além da componente relativa ao valor médio da duração acumulada de interrupções nos pontos de entrega de MT, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O RQS dá ainda resposta a algumas das preocupações dos clientes industriais. Neste sentido, para além da caracterização da continuidade de serviço avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a três minutos), acompanha-se também o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a um segundo e inferior ou igual a três minutos).

O RQS avalia a continuidade de serviço das redes de acordo com o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes considera todas as interrupções (interrupções previstas ¹ e acidentais ²) que os afetem, independentemente da origem das mesmas, desde que a responsabilidade pela interrupção não seja imputável ao próprio cliente. Todavia, é reconhecido que existem ocorrências para as quais não é razoável dimensionar as infraestruturas ou não é possível evitar, pelo menos na totalidade, as suas consequências. Assim, o RQS estabelece o conceito de evento excecional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

¹ Interrupções previstas são aquelas em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no Regulamento de Relações Comerciais.

² Interrupções acidentais são as restantes interrupções.





Um evento só pode ser considerado como excepcional se cumprir cumulativamente as seguintes características: i) baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; ii) provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; iii) não seja razoável, em termos económicos, que os operadores das redes, agregadores ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências; iv) o evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes, agregadores ou aos comercializadores.

Um evento só é classificado como evento excepcional se, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores, a ERSE o aprovar como tal. No processo de aprovação, a ERSE tem em conta os pareceres das entidades administrativas DGEG, DREn da RAA e DRE da RAM.

Os indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço referem-se à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica. Os indicadores individuais respeitam à continuidade de serviço percebida individualmente por cada ponto de entrega (cliente ou ponto de ligação a outra rede).

O RQS estabelece os seguintes indicadores gerais de continuidade de serviço:

- ⚡ Energia Não Fornecida (ENF): valor estimado de energia não fornecida nos pontos de entrega da rede de transporte devido a interrupções de fornecimento imputáveis à RNT. A estimativa é baseada na potência interrompida e na duração dessa interrupção,
- ⚡ Tempo de Interrupção Equivalente (TIE): representa o tempo de interrupção da potência média que seria expectável fornecer caso não se tivesse verificado qualquer interrupção,
- ⚡ Energia Não Distribuída (END): valor estimado de energia não distribuída nos pontos de entrega devido a interrupções longas de fornecimento,
- ⚡ Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI): representa o tempo de interrupção equivalente das interrupções longas, ponderado pela potência instalada dos pontos de entrega interrompidos,
- ⚡ Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema (MAIFI): representa o número médio de interrupções breves verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema (SAIFI): representa o número médio de interrupções longas verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Duração Média das Interrupções Longas do Sistema (SAIDI): representa a duração média das interrupções longas verificadas nos pontos de entrega,
- ⚡ Tempo Médio de Reposição do Serviço (SARI): representa o tempo médio de reposição de serviço após a ocorrência de interrupções de serviço longas.





No Quadro 3-1 sistematiza-se a aplicação a cada rede dos indicadores acima referidos.

Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço

Indicador geral	Aplicação			
	Transporte	Distribuição		
		AT	MT	BT
ENF	✓			
TIE	✓			
END			✓	
TIEPI			✓	
SAIFI	✓	✓	✓	✓
MAIFI	✓	✓	✓	
SAIDI	✓	✓	✓	✓
SARI	✓			

Os indicadores individuais que caracterizam e avaliam a continuidade de serviço em cada um dos pontos de entrega são os seguintes:

- ⚡ frequência das interrupções: número de interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano,
- ⚡ duração total das interrupções: duração das interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano.

Aos indicadores gerais e individuais estão associados padrões, isto é, níveis mínimos de qualidade de serviço. Na verificação do cumprimento dos padrões são consideradas apenas as interrupções acidentais longas, excluindo as interrupções causadas por eventos excepcionais, conforme já referido.

O incumprimento dos padrões gerais obriga ao desenvolvimento de um plano de melhoria da qualidade de serviço por parte dos operadores das redes, no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento nas respetivas redes.

Entendendo-se que os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 euros não há lugar a pagamento ao cliente e o operador deve devolver o respetivo montante à tarifa, por dedução nas tarifas de acesso às redes.





3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN

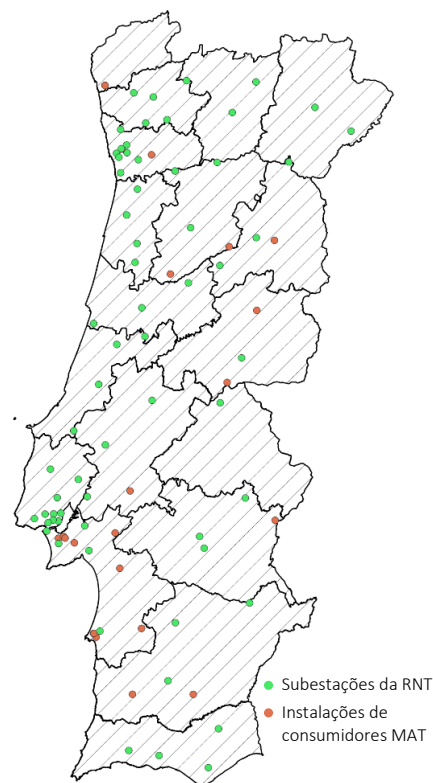
A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT) está concessionada à REN – Rede Eléctrica Nacional, S. A. (REN).

Analisa-se, em seguida, o desempenho da rede de transporte em Portugal continental em termos de continuidade de serviço, o qual é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI e da verificação do cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

A avaliação do desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço, para além das interrupções longas (duração superior a três minutos), considera também as interrupções breves (duração entre um segundo e três minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI.

Os padrões individuais anuais de continuidade de serviço estabelecidos para a rede de transporte e de aplicação aos pontos de entrega a clientes em MAT são:

- ⚡ 3 interrupções para o número de interrupções longas por ano,
- ⚡ 45 minutos para a duração total das interrupções longas por ano.



3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO

Em 2025, a RNT integrava um total de 89 pontos de entrega, dos quais 67 correspondentes a subestações ligadas à rede de distribuição e 22 a instalações de consumidores diretamente alimentados em MAT.

Durante o ano registaram-se 89 interrupções de fornecimento longas (duas acidentais e 87 classificadas como evento excecional) e três interrupções de fornecimento breves (todas acidentais), afetando a totalidade dos pontos de entrega da RNT, exceto um que se manteve fora de serviço durante o ano de 2025. A subestação de Carvoeira, que entrou em serviço em maio de 2025, passou a integrar a RNT durante o ano, não tendo sido afetada por qualquer interrupção. Em comparação, no ano 2024, foi contabilizada apenas uma interrupção de fornecimento longa e duas interrupções de fornecimento breves.





O **Quadro 3-2** apresenta o número e a duração das cinco interrupções acidentais verificadas em 2025 ³ por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF₁.

A ENF₁ corresponde à estimativa da energia não fornecida aos pontos de entrega desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte do operador da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a resolução de uma interrupção num ponto de entrega da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário considerar um tempo adicional para que a reposição do fornecimento da rede de distribuição aos seus clientes seja efetiva. Este tempo de reposição e a respetiva energia não fornecida (ENF₂) são imputáveis à rede de transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.

Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total
Subestação de Castelo Branco	60	0	1	1	0,00	3,30	3,30	0,00	1,00	1,00
Subestação de Portimão	60	0	1	1	0,00	4,20	4,20	0,00	0,00	0,00
Subestação de Pereiros	60	1	0	1	1,30	0,00	1,30	0,30	0,00	0,30
Ródão (REFER)	60	1	0	1	2,20	0,00	2,20	0,00	0,00	0,00
Subestação de Fafe	60	1	0	1	2,90	0,00	2,90	3,70	0,00	3,70
Total		3	2	5	6,40	7,50	13,90	4,00	1,00	5,00
Total (%)		60,0	40,0	100,0	44,6	55,4	100,0	80,0	20,0	100,0

Para além das cinco interrupções acidentais apresentadas no **Quadro 3-2**, o incidente classificado como evento excecional ⁴, ocorrido às 11h33 do dia 28 de abril de 2025 (Apagão Ibérico), afetou a totalidade dos pontos de entrega da RNT em serviço à data, originando 87 interrupções longas. Este evento provocou uma interrupção generalizada do fornecimento de energia elétrica na Península Ibérica, dando origem a um apagão total em Portugal e Espanha. Na RNT, a ENF₁ associada a este incidente ascendeu a 55 489,4 MWh, representando praticamente a totalidade da energia não fornecida registada na RNT durante o ano. Este incidente foi efetivamente extraordinário, não havendo registo histórico de um valor de ENF desta dimensão.

³ Não são apresentadas no **Quadro 3-2** as 87 interrupções classificadas como evento excecional resultantes do apagão ibérico ocorrido em 28 de abril de 2025.

⁴ [ERSExplica](#) – ERSE classifica Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025 como evento excecional.

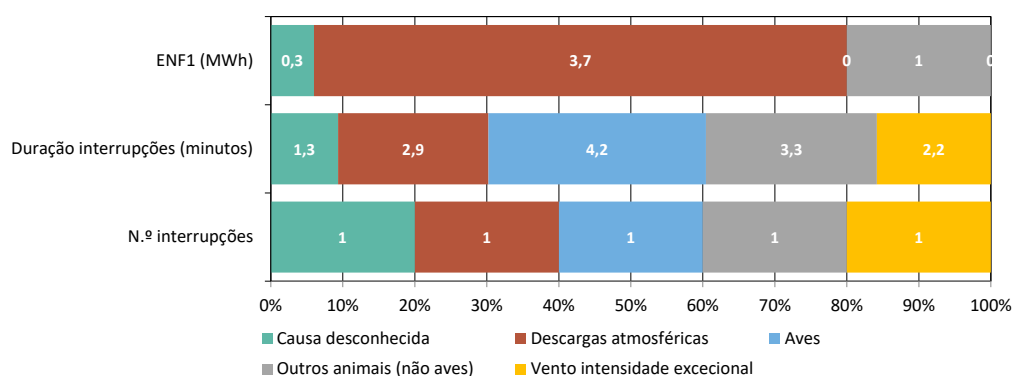




Assim, a totalidade da energia não fornecida resultante das interrupções longas (ENF₁) totalizou 55 490,4 MWh, dos quais apenas 1,0 MWh correspondeu de interrupções acidentais diretamente imputáveis ao operador da RNT.

Na **Figura 3-1** apresentam-se as causas das cinco interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2025, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF₁.

Figura 3-1 – Causas das interrupções acidentais na RNT



Em 2025, registaram-se duas interrupções acidentais longas, com duração superior a três minutos, nas subestações de Castelo Branco e de Portimão. Estas interrupções ocorreram, respetivamente, nos dias 24 de março e 26 de junho de 2025, tendo resultado da presença de um animal não ave (subestação de Castelo Branco) e de uma ave (subestação de Portimão), que originaram a atuação das proteções das respetivas subestações.

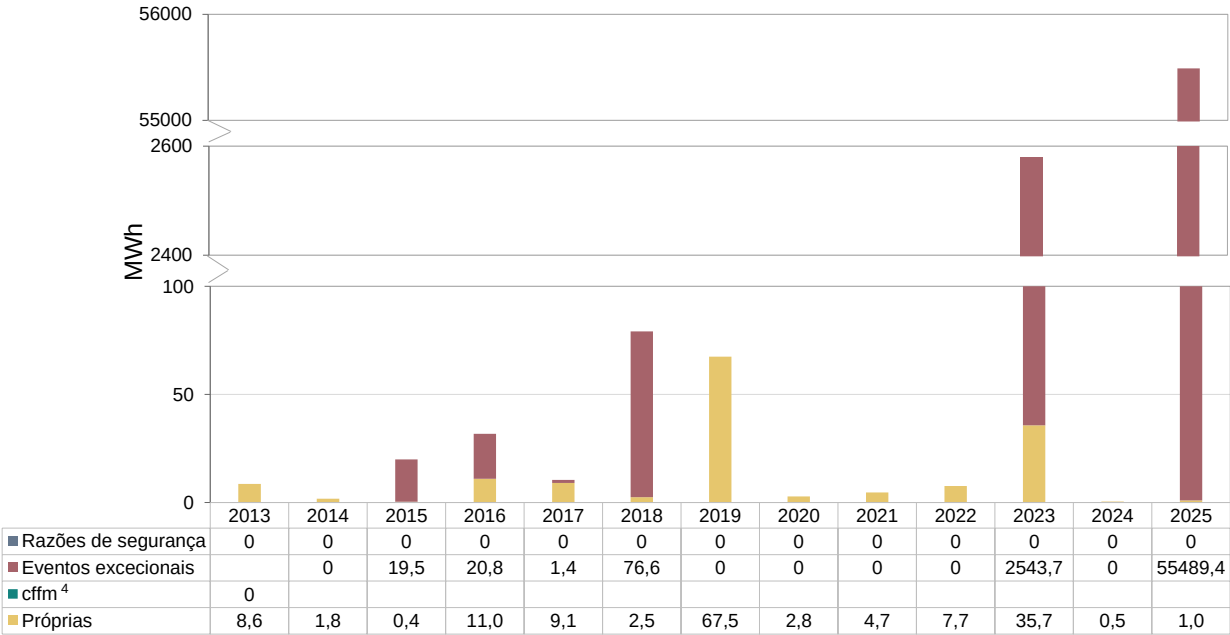
3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, a **Figura 3-2** à **Figura 3-7** apresentam a evolução, entre os anos 2013 e 2025, dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas. Adicionalmente, é apresentada a evolução do indicador geral de continuidade de serviço MAIFI para as interrupções breves entre os anos 2014 e 2025.





Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT ⁵



⁵ A partir de 2014, os casos fortuitos ou de força maior (cfm) que não sejam classificados como eventos excepcionais estão incluídos noutras causas de interrupções (próprias).

Interrupções por razões de segurança são devidas a situações para as quais a continuidade de fornecimento ponha em causa a segurança de pessoas e bens, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Interrupções por causas próprias são consideradas como imputáveis ao operador da rede de transporte e, que por sua vez, poderão ser classificadas como devidas a: fenómenos atmosféricos, ações naturais, origem interna.





Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT

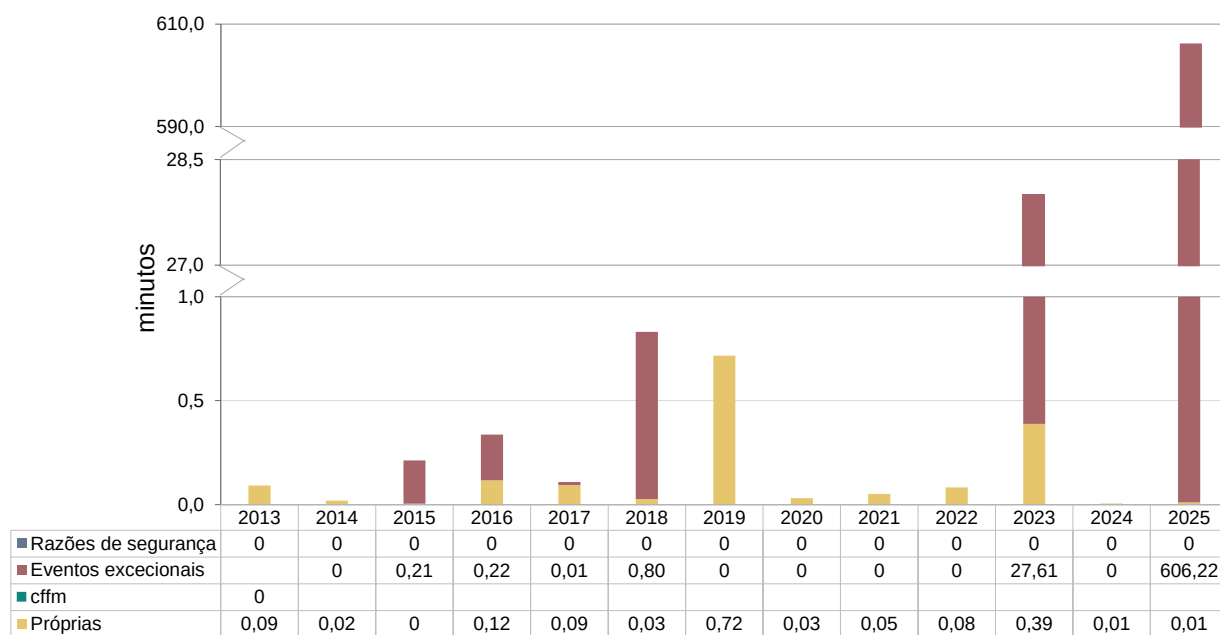


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

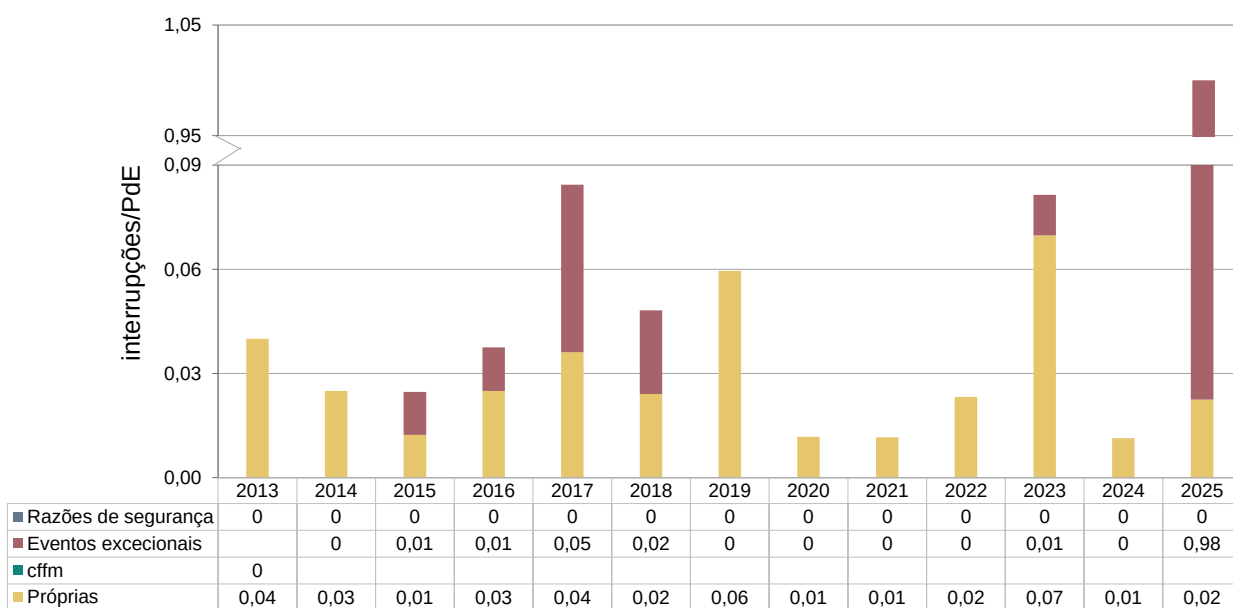




Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

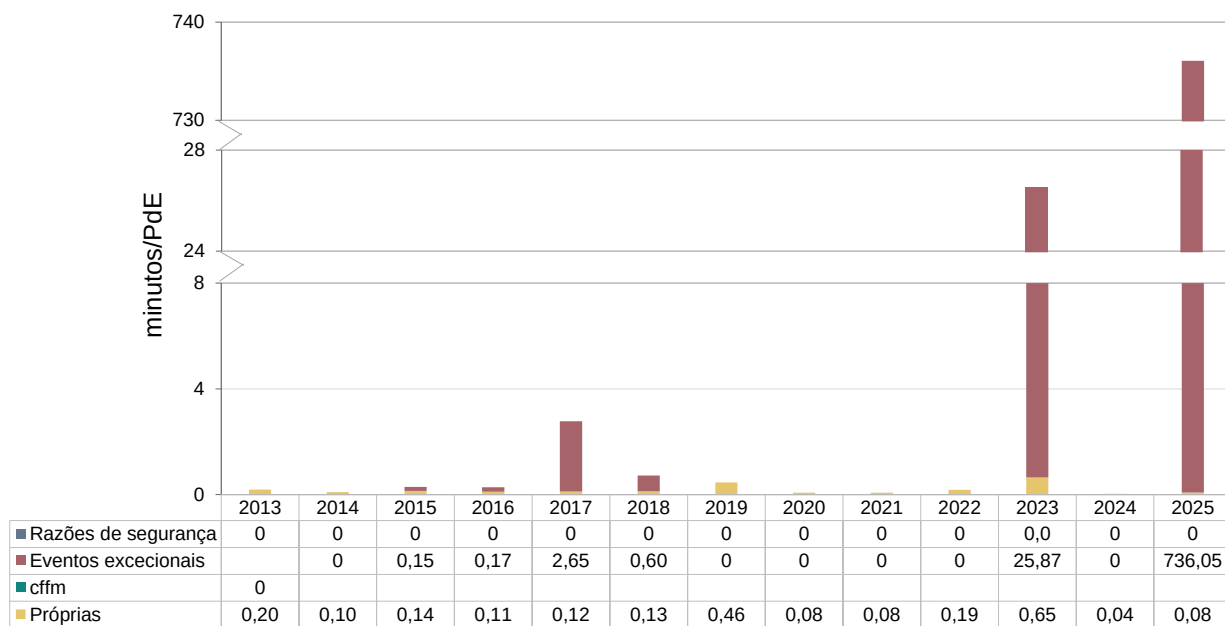


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

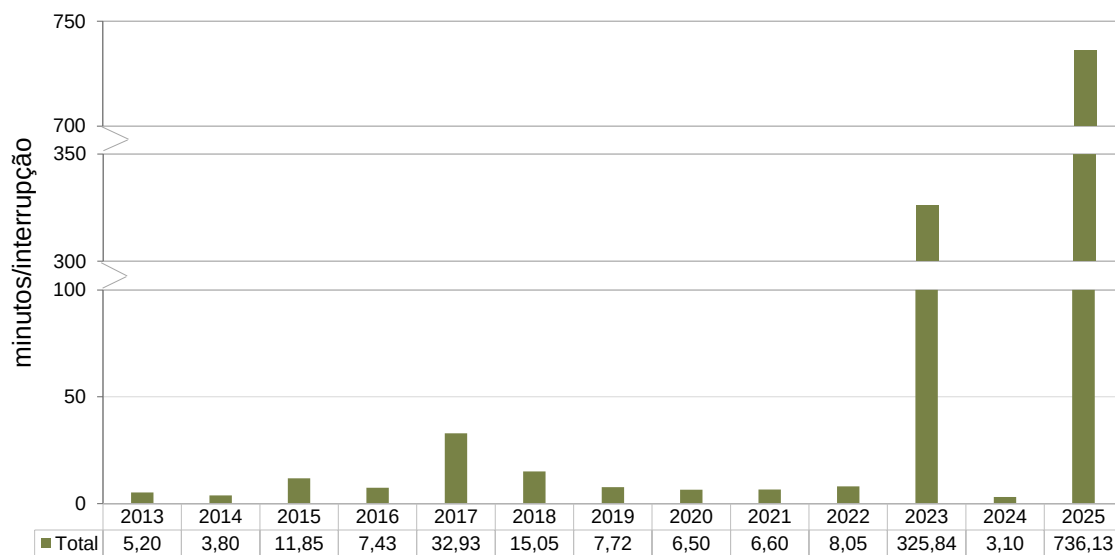
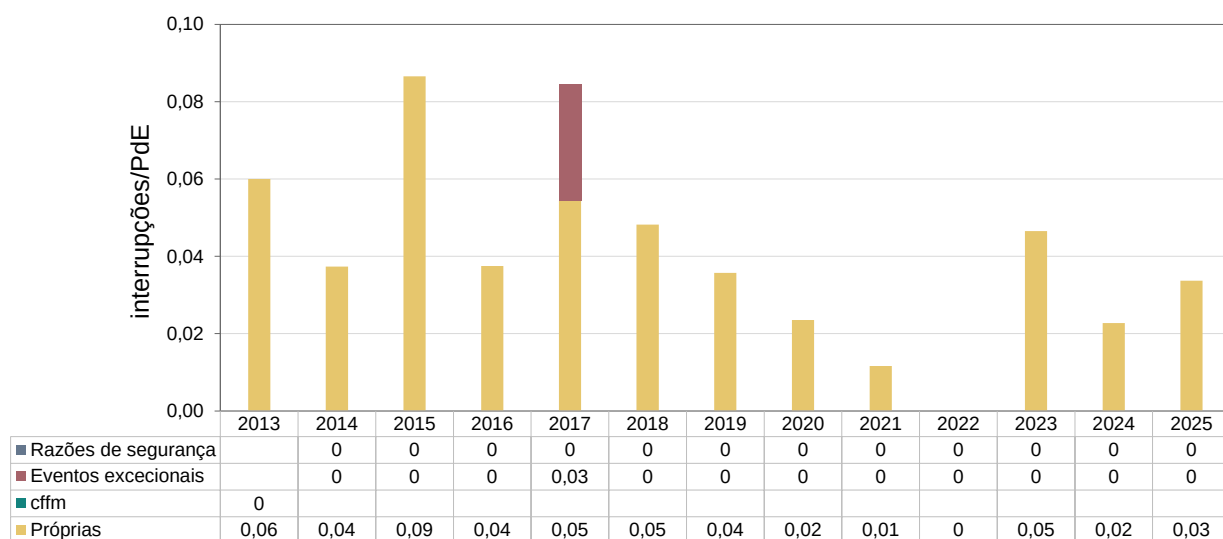




Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT mostra que, 2025, apresentou um agravamento dos valores dos indicadores, quando comparado com os valores registados nos últimos anos. Esta degradação da qualidade de serviço prestado pela RNT ficou essencialmente a dever-se ao incidente ocorrido em 28 de abril de 2025, que provocou um apagão generalizado com repercussões em toda a Península Ibérica. Este incidente classificado como evento excecional, com origem identificada no sistema elétrico espanhol, foi o mais significativo verificado no setor elétrico europeu nas últimas duas décadas⁶. Durante o período de impacto, o incidente originou uma ENF em Portugal de cerca de 55,49 GWh e um TIE de 606,22 minutos.

Excluindo o impacto deste evento excecional, os indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT mantiveram-se em níveis comparáveis com os registados em anos anteriores, evidenciando um elevado nível de fiabilidade da rede de transporte.

No **Quadro 3-3** apresentam-se os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2025, desagregados de acordo com o tipo de interrupção, bem como a respetiva variação percentual face a 2024.

⁶ Vd. Relatório final do *Expert Panel* da REORT-E sobre o incidente de 28 de abril de 2025, [Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – ICS Investigation Expert Panel Final Report](#).





Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT

Indicador geral		Previstas ⁷	Acidentais		Total ano 2025	Total ano 2024	Variação percentual
			Não excepcionais	Eventos Excepcionais			
ENF ₁	(MWh)	0	1,00	55 489,40	55 490,40	0,50	▲ >100,00%
TIE	(minutos)	0	0,01	606,22	606,23	0,01	▲ >100,00%
SAIFI	(interrupções/PdE)	0	0,02	0,98	1,00	0,01	▲ >100,00%
SAIDI	(minutos/PdE)	0	0,08	736,05	736,13	0,04	▲ >100,00%
SARI	(minutos/interrupção)	0	0,08	736,05	136,13	3,10	▲ >100,00%
MAIFI	(interrupções/PdE)	0	0,03	0,00	0,03	0,02	▲ >50,00%

O operador da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos registados com origem nas linhas aéreas por 100 km de circuito. No [Quadro 3-4](#) apresenta-se essa informação relativa ao ano de 2025.

Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de circuito de linha aérea na RNT

Ano	Número de defeitos global por 100 km de circuito de linha aérea
2021	1,60
2022	1,15
2023	1,85
2024	1,80
2025	1,77

O número de defeitos elétricos por 100 km de circuito de linha aérea, registado a nível global na RNT em 2025, verificou uma redução de 1,7%, em comparação com 2024.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2025, se terem registado duas interrupções acidentais de longa duração em pontos de entrega, os padrões individuais foram cumpridos. Não se registam incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da RNT desde 2004.

⁷ As interrupções previstas por facto imputável ao cliente ou por acordo com o cliente não são consideradas no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço.





3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2025, a ERSE aprovou a classificação de um incidente como evento excecional (apagão ibérico de 28 de abril de 2025), na sequência de pedido fundamentado por parte da REN. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer técnico da DGEG, os relatórios de investigação elaborados pelo Painel de Peritos coordenado pela ENTSO-E, bem como outra documentação técnica relevante.

O incidente classificado como evento excecional⁸ ocorreu no dia 28 de abril de 2025, às 11h33 (hora portuguesa), na sequência de um apagão geral do sistema elétrico da Península Ibérica. O incidente, que começou no sul de Espanha através de uma perda de geração em cascata, provocou a separação face à Zona Síncrona da Europa Continental e o colapso das duas redes, de Portugal e Espanha.

Em Portugal, foram afetados todos os 87 pontos de entrega da RNT, em serviço à data do incidente, dos quais 66 asseguravam a alimentação à RND e 21 correspondiam a consumidores ligados diretamente à RNT em MAT. O incidente provocou uma degradação significativa dos indicadores gerais de continuidade de serviço, tendo o processo de reposição do serviço de fornecimento de energia elétrica demorado cerca de 12 horas na rede de transporte de eletricidade.

Na sequência do apagão, foi acionado o [Plano de Preparação para Riscos no Setor da Eletricidade](#), tendo o Governo declarado a situação de crise energética, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º [90-A/2025](#), de 28 de abril.

Em termos de classificação europeia, o evento foi classificado pela ENTSO-E como incidente de nível 3 – o mais elevado em termos de gravidade –, de acordo com a Metodologia da Escala de Classificação de Incidentes⁹. Para investigar as causas do incidente, foi constituído um Painel de Peritos, coordenado pela ENTSO-E, que publicou um Relatório Factual, em 3 de outubro de 2025, e um Relatório Final¹⁰, em 20 de março de 2026. O Relatório Final indicou que este incidente foi o mais grave ocorrido na Europa nas últimas duas décadas, devido ao seu caráter inédito e à dimensão do impacto sobre o Sistema Elétrico Europeu.

O [Quadro 3-5](#) apresenta o contributo do incidente, registado durante o período de impacto, para os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte, operada pela REN.

⁸ [Relatório de análise ao pedido de classificação como evento excecional do Incidente de Grande Impacto REN 2025 ABR T 1](#)

⁹ [Incident classification scale methodology](#) da ENTSO-E, de 4 de dezembro de 2019.

¹⁰ Relatório final do *Expert Panel* da ENTSO-E sobre o incidente de 28 de abril de 2025, [Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – ICS Investigation Expert Panel Final Report](#).



**Quadro 3-5 – Impacto do evento nos indicadores gerais de continuidade de serviço**

Indicador geral		Evento de 28 de abril de 2025
		Impacto do evento
ENF ₁	(MWh)	55 489,40
TIE	(minutos)	606,22
SAIFI	(interrupções/PdE)	0,98
SAIDI	(minutos/PdE)	736,05
SARI	(minutos/interrupção)	736,05
MAIFI	(interrupções/PdE)	0,00

A ENF associada a este incidente ascendeu a 55 489,4 MWh, cumprindo assim o critério para a sua designação como Incidente de Grande Impacto, nos termos do RQS.

3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

A disponibilidade dos elementos de rede da RNT tem influência na continuidade de serviço verificada na rede de transporte de eletricidade.

A disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação entre a taxa de disponibilidade média dos circuitos de linhas (Tdcl) e a taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência (Tdtp).

O **Quadro 3-6** apresenta, para cada trimestre de 2025, o número de circuitos de linha e de transformadores de potência da RNT em serviço, bem como o respetivo número de horas de indisponibilidade registadas.

Quadro 3-6 – Indisponibilidade dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, em 2025

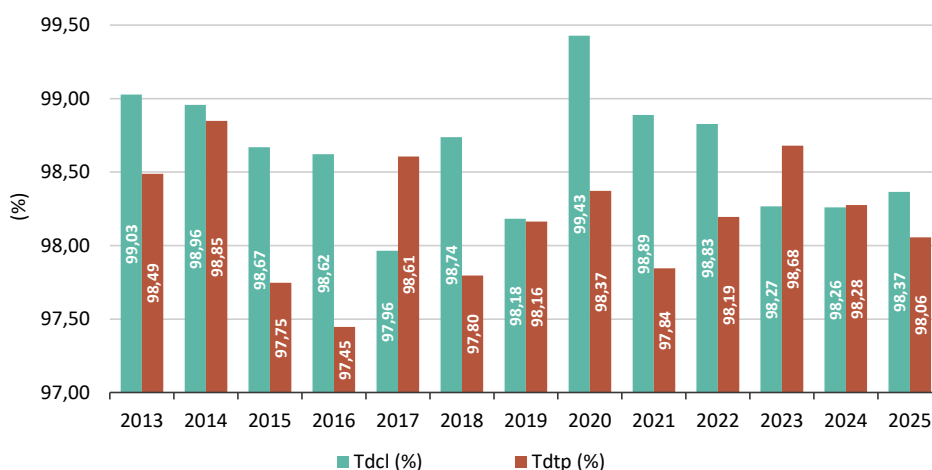
Indicadores	1.º Trimestre	2.º Trimestre	3.º Trimestre	4.º Trimestre
Número de circuitos de linha	297	297	299	303
Número de horas de indisponibilidade dos circuitos de linha (horas)	7 694,55	12 885,38	10 179,35	12 086,76
Tdcl (%)	98,80	98,01	98,46	98,19
Número de transformadores de potência	217	217	217	217
Número de horas de indisponibilidade de transformadores de potência (horas)	8 099,23	9 679,45	9 644,99	9 546,71
Tdtp (%)	98,27	97,96	97,99	98,01





O valor anual das taxas Tdcl e Tdtp resulta da média aritmética dos valores apurados em cada trimestre. A evolução anual destes indicadores é apresentada na [Figura 3-8](#), permitindo aferir o desempenho técnico dos principais ativos da RNT.

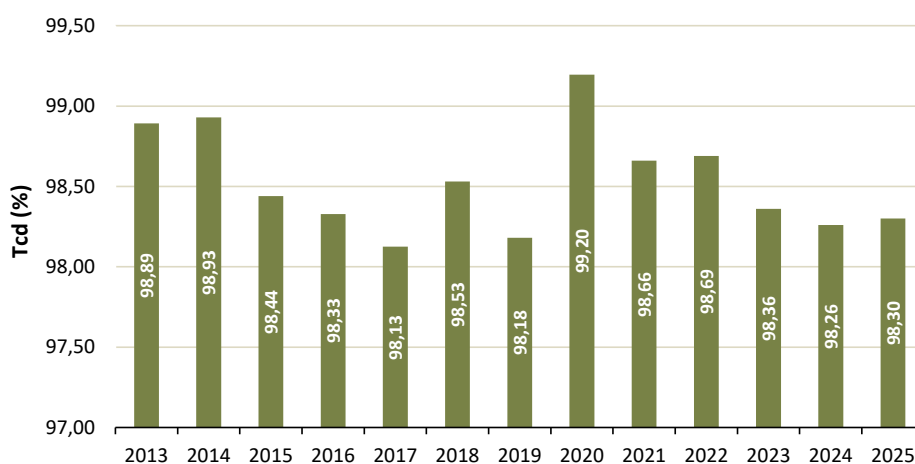
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT



Para o cálculo da Tcd, a ERSE estabeleceu um fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência (α) de 0,78. O valor de referência para este indicador encontra-se fixado em 97,5%, para o período regulatório 2022-2025, no âmbito do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

Na [Figura 3-9](#) é apresentada a evolução da Tcd dos elementos da RNT entre os anos 2013 e 2025. Em 2025, este indicador atingiu o valor de 98,30%, valor ligeiramente superior ao verificado em 2024 (98,26%).

Figura 3-9 – Evolução da taxa combinada de disponibilidade





3.1.6 CONCLUSÕES

Em 2025, registaram-se na RNT 92 interrupções de fornecimento, das quais 89 interrupções longas e três interrupções breves. Das interrupções longas, 87 resultaram do evento excecional de 28 de abril de 2025 (Apagão Ibérico), sendo as restantes cinco interrupções do tipo accidental.

O desempenho da continuidade de serviço da RNT foi significativamente influenciado pelo impacto deste evento excecional, que agravou os indicadores gerais de continuidade de serviço relativamente a 2024. Os valores registados para os indicadores ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI refletem essencialmente o efeito deste incidente de grande impacto, sem paralelo recente no sistema elétrico europeu nas últimas duas décadas.

Excluindo o impacto deste evento excecional, os indicadores gerais de continuidade de serviço mantiveram-se em níveis semelhantes aos verificados nos anos anteriores, evidenciando o elevado nível de fiabilidade da rede de transporte.

Os padrões individuais de continuidade de serviço foram integralmente cumpridos, não se registando qualquer incumprimento desde 2004.

Relativamente à disponibilidade dos elementos da RNT, os indicadores de desempenho mantiveram-se em níveis elevados. A taxa combinada de disponibilidade (Tcd) atingiu 98,30%, superior a 2024 e acima do valor de referência estabelecido pela ERSE para o período regulatório 2022-2025, no âmbito do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.





3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

O RQS estabelece indicadores gerais e individuais para as redes de distribuição das nove ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados.

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação), como é o caso das ilhas da Região Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

Os padrões para os indicadores gerais e individuais de média tensão (MT) e de baixa tensão (BT) estão estabelecidos por zona de qualidade de serviço. De acordo com o RQS, as zonas delimitadas geograficamente têm a seguinte classificação:

- ⚡ Zona A: Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo, Horta 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: os restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

A caracterização da continuidade de serviço, percecionada pelos clientes da EDA, inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço em 2025 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.2.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAA apenas abastecem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percecionada pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores gerais, que se apresentam no **Quadro 3-7**, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.





Quadro 3-7 – Indicadores gerais na RAA em 2025

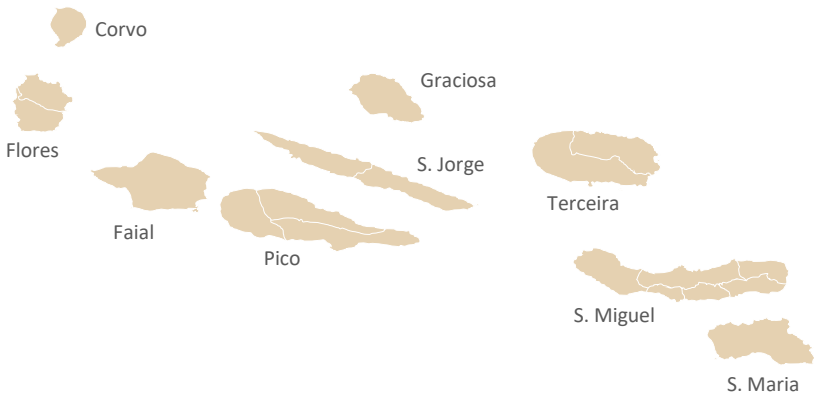
Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total ano 2025	Total ano 2024	Variação percentual
		Não Excepcionais	Excepcionais			
END (MWh)	37,63	58,98	58,48	155,09	87,79	▲ 76,65%
TIEPI (min)	22,48	35,25	34,94	92,67	53,72	▲ 72,52%
SAIFI MT (int./PdE)	0,34	2,09	0,86	3,29	2,85	▲ 15,44%
SAIDI MT (min/PdE)	28,80	45,95	53,73	128,48	98,12	▲ 30,94%
MAIFI MT (int./PdE)	0,82	1,98	0,09	2,89	2,66	▲ 8,65%
SAIFI BT (int./cliente)	0,38	2,48	1,10	3,96	3,29	▲ 20,06%
SAIDI BT (min/cliente)	27,60	61,33	63,69	152,62	104,26	▲ 46,38%

Globalmente, os resultados verificados em 2025 evidenciam uma degradação da continuidade de serviço na RAA, refletida no agravamento de todos os indicadores analisados face aos valores registados no ano anterior.

A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que as interrupções acidentais constituíram o principal fator de degradação do desempenho da EDA. Nos indicadores de duração das interrupções (TIEPI e SAIDI), estas representaram cerca de 75% do valor total registado em 2025, excedendo o contributo das interrupções previstas.

No caso do indicador de frequência das interrupções longas (SAIFI), verificou-se igualmente um aumento do número médio de interrupções por cliente, determinado sobretudo pelas interrupções acidentais não excepcionais, que constituíram a componente mais significativa do indicador.

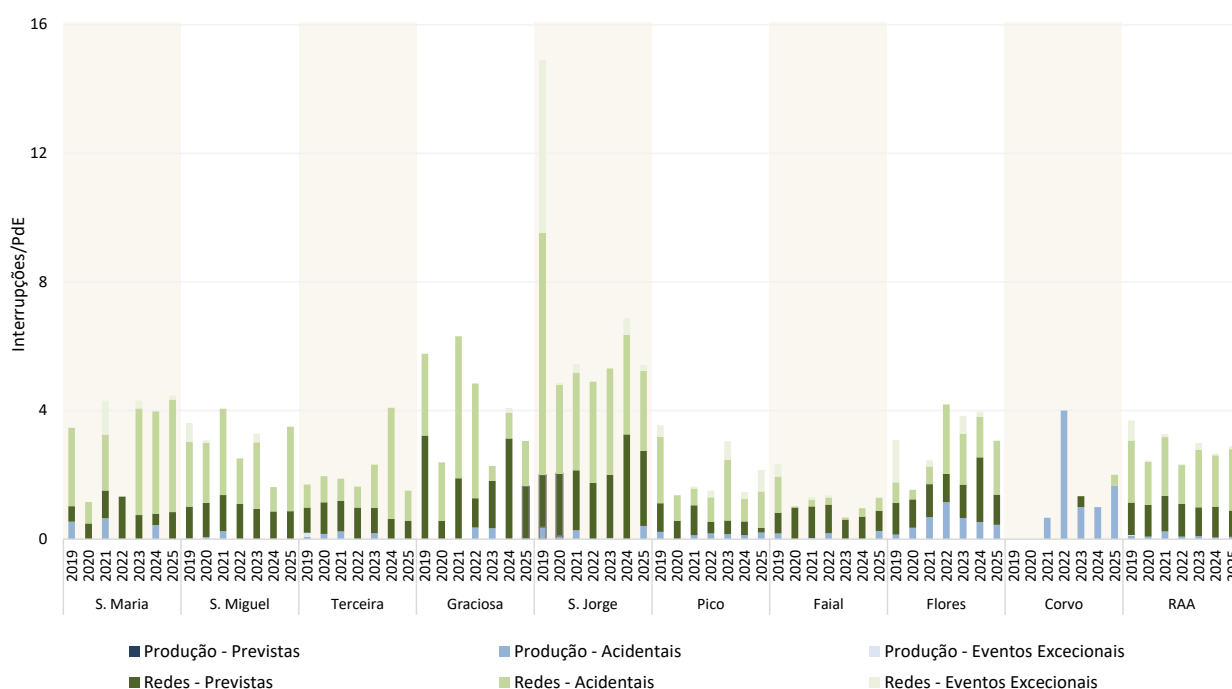
Figura 3-10 – Região Autónoma dos Açores





Em seguida apresenta-se a evolução do indicador MAIFI referente a interrupções breves para os pontos de entrega em MT, para o período 2019-2025, e ainda o desempenho dos indicadores gerais END MT, TIEPI MT, SAIFI MT e SAIDI MT relativos a interrupções longas. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado nas [Figura 3-11](#) a [Figura 3-17](#).

Figura 3-11 – Evolução do MAIFI MT na RAA



Em 2025, verificou-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuíram em 69% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribuiu apenas com 2% para total de interrupções. Na análise do indicador em cada ilha, verificou-se que, com exceção das ilhas Flores, Graciosa, São Jorge e Terceira, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de aumento do número de interrupções breves.





Figura 3-12 – Evolução da END MT na RAA

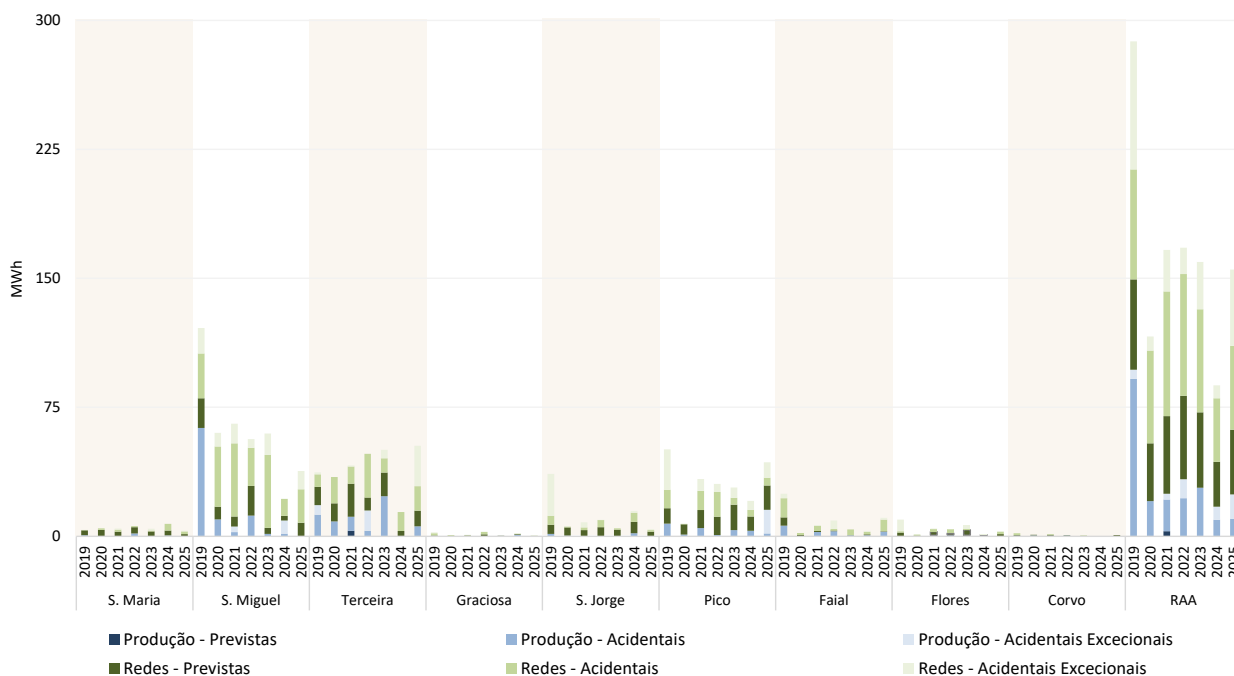


Figura 3-13 – Evolução do TIEPI MT na RAA

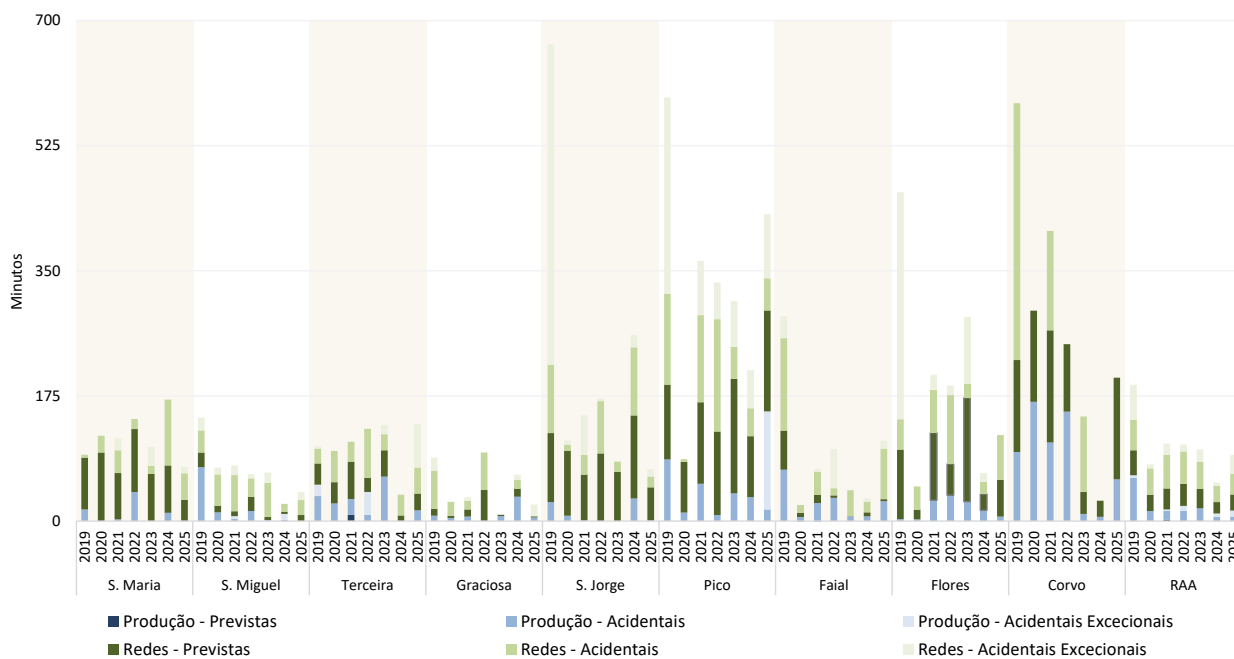




Figura 3-14 – Evolução do SAIFI MT na RAA

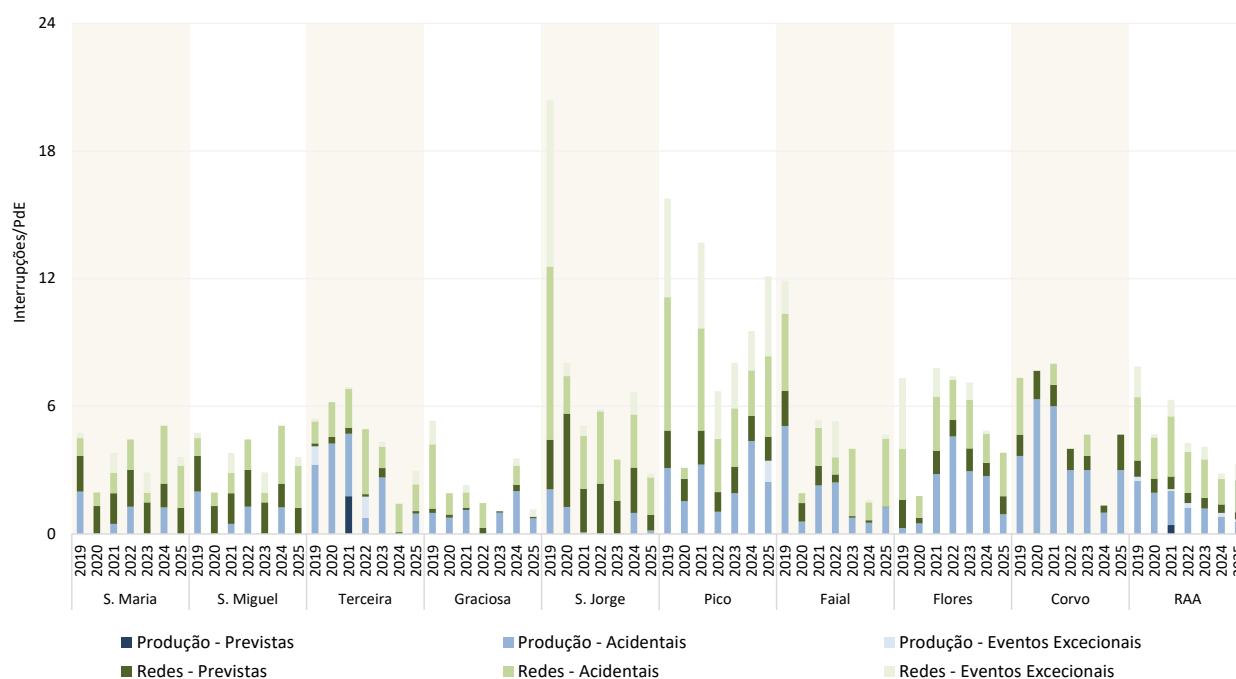
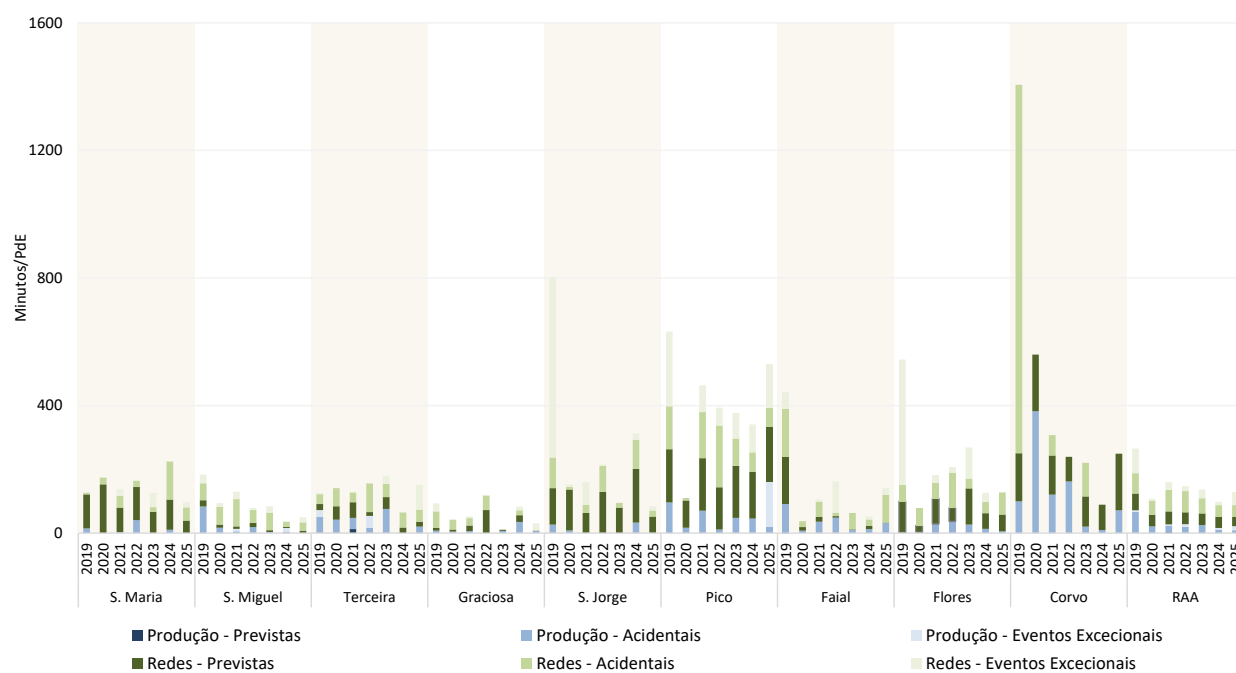


Figura 3-15 – Evolução do SAIDI MT na RAA





No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos pontos de entrega em MT, a nível da RAA, verifica-se que os valores registados são superiores aos dos valores registados em 2024. Destaca-se a degradação do indicador SAIDI MT nas ilhas do Corvo, Pico e Faial devido sobretudo pelo aumento da ocorrência de interrupções com origem nas redes e na produção.

Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os clientes em BT, para o período 2019-2025. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado na [Figura 3-16](#) e na [Figura 3-17](#).

Figura 3-16 – Evolução do SAIFI BT na RAA

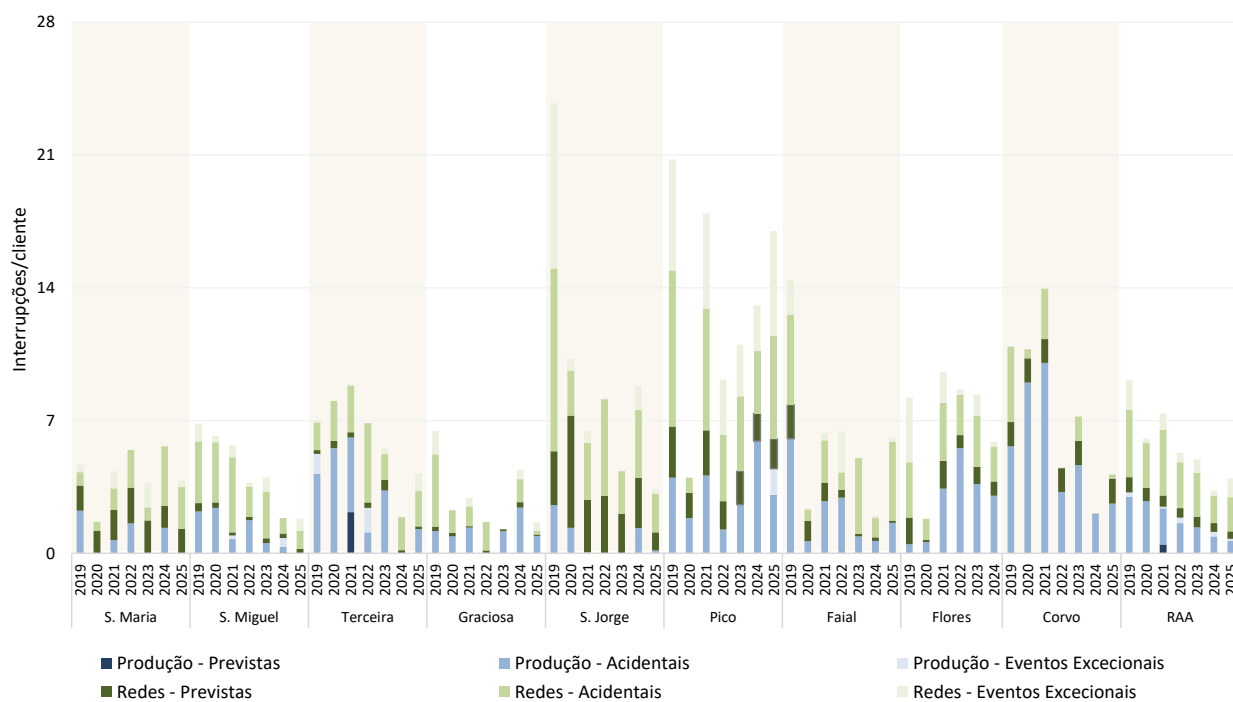
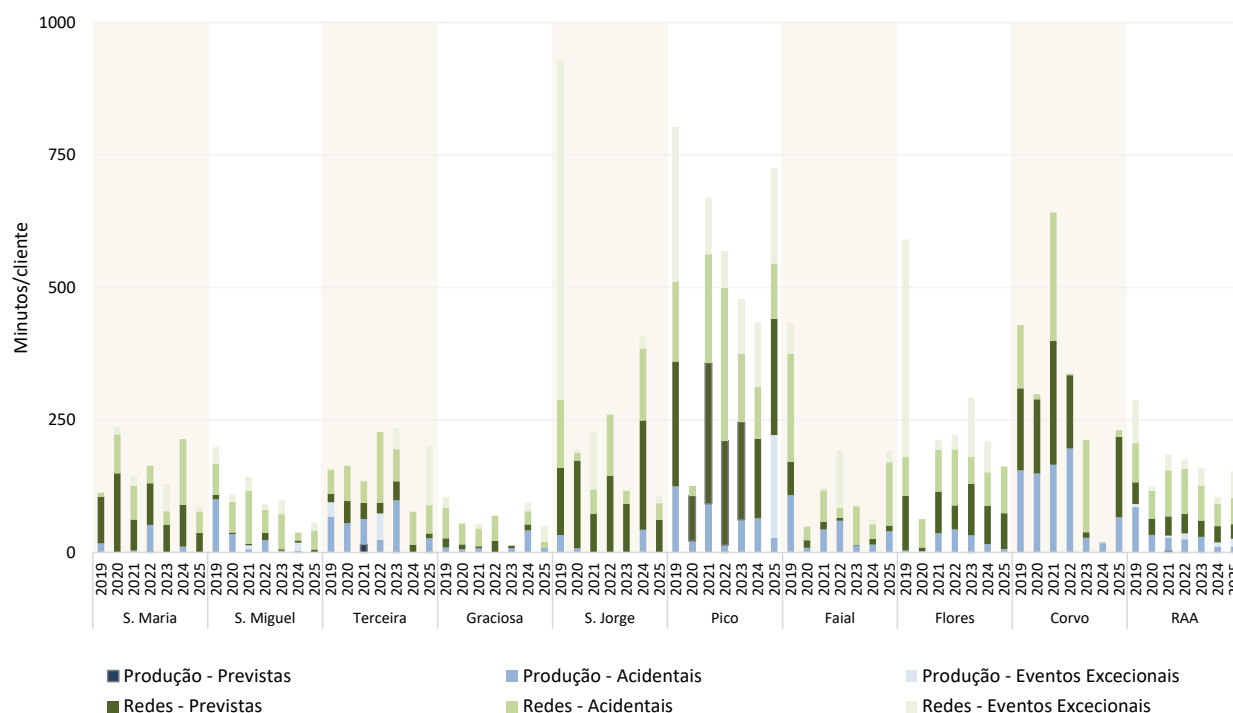




Figura 3-17 – Evolução do SAIDI BT na RAA



Em 2025, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são superiores quando comparado com o ano anterior.

3.2.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2025, a ERSE aprovou a classificação de 23 eventos excepcionais¹¹ ocorridos nas redes da EDA. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração os pareceres da DREn da RAA, de acordo com as suas competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram vento de intensidade excepcional (18), descarga atmosférica (2), abate de árvores (1), corpos estranhos na rede (1) e deslizamento de terras (1).

3.2.3 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma END superior a 0,15 MWh na ilha do Corvo, 5 MWh na ilha do Faial, 1,1 MWh na ilha das Flores, 1,5 MWh na ilha Graciosa, 4,5 MWh na ilha do Pico, 3 MWh na ilha de São Jorge, 2 MWh na ilha de Santa Maria e 10 MWh nas ilhas de São Miguel e Terceira.

¹¹ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).





No decorrer de 2025 registaram-se três incidentes de grande impacto, ocorridos nas ilhas do Pico e do Corvo, cujas principais características se descrevem seguidamente.

No dia 7 de janeiro de 2025, ocorreu o disparo geral na Central Termoelétrica do Pico, provocado por uma descarga atmosférica, que originou o corte geral de energia no sistema elétrico da ilha do Pico. O incidente foi classificado como evento excecional, tendo interrompido 10 404 clientes, com a END de 13,17 MWh.

No dia 30 de junho de 2025, um dos grupos geradores da Central Termoelétrica do Corvo desligou-se automaticamente devido a um aumento indevido de tensão. O incidente interrompeu 294 clientes, com a END de 0,16 MWh.

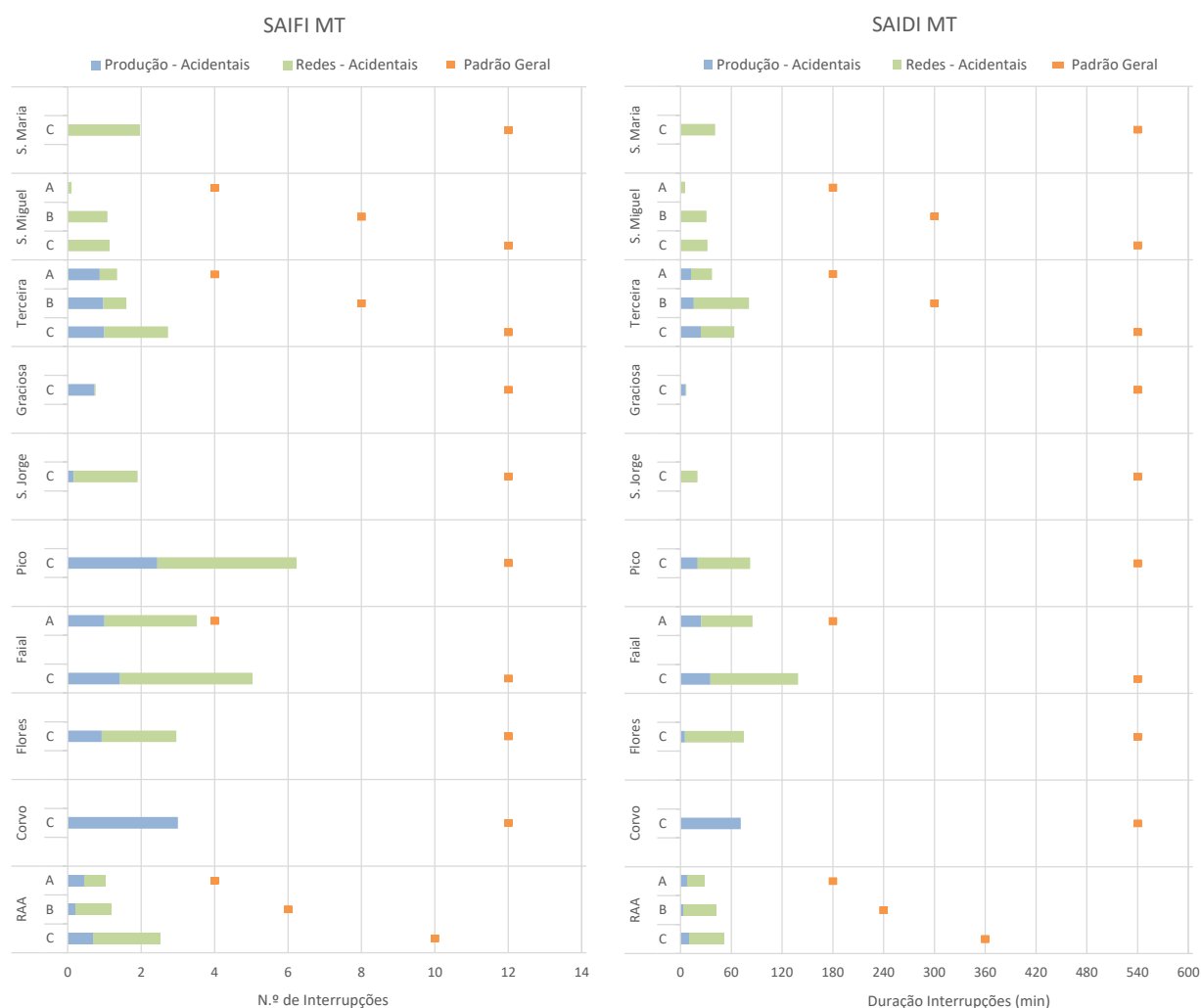
No dia 7 de setembro de 2025, ocorreu um incidente na ilha do Corvo devido a trabalhos de manutenção programada da Central Termoelétrica do Corvo, tendo interrompido 294 clientes, com a END de 0,40 MWh.

3.2.4 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões, apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais.

Na [Figura 3-18](#) e na [Figura 3-19](#) apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.



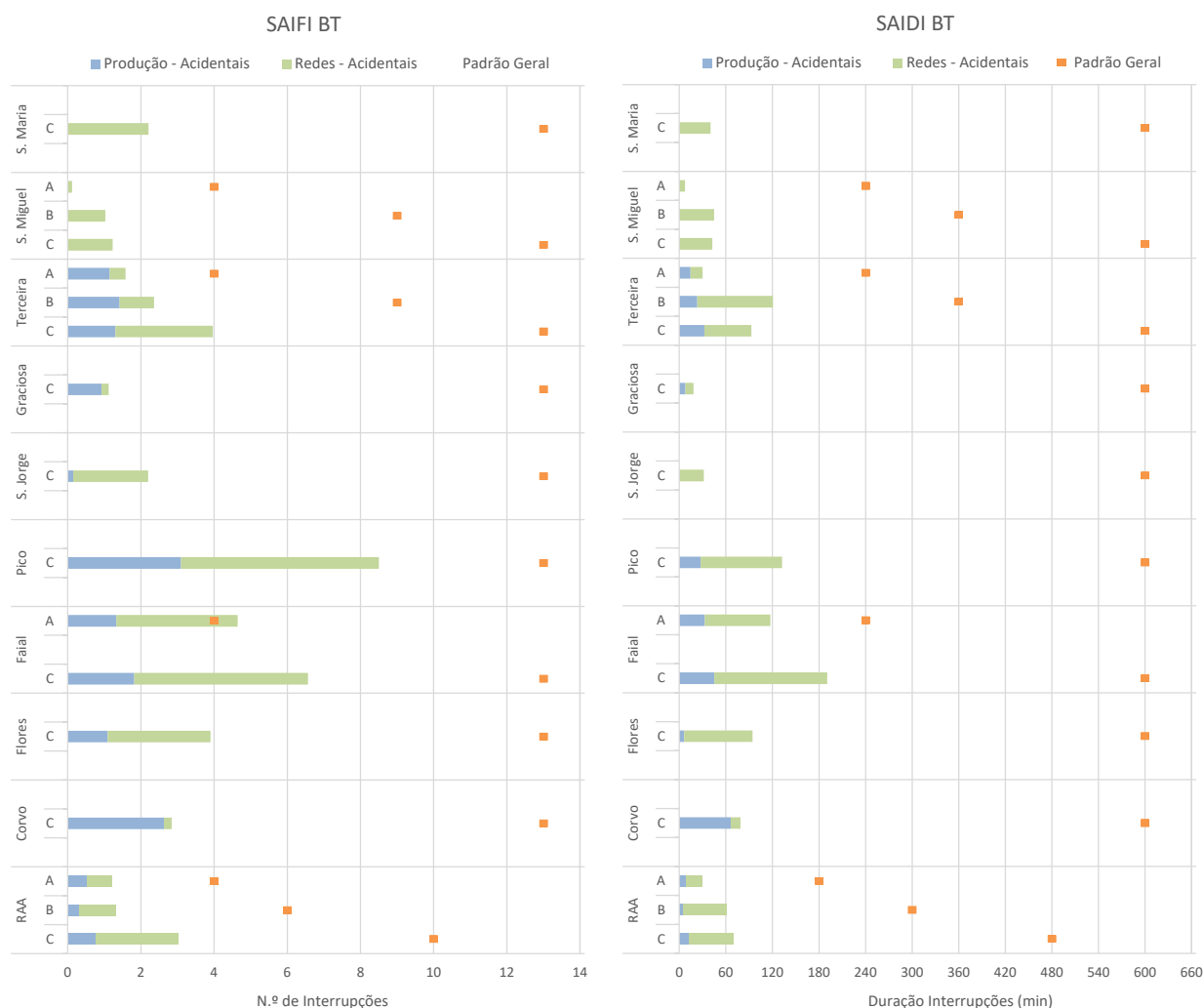

Figura 3-18 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2025


Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. A comparação por ilha, no que diz respeito aos indicadores SAIFI MT e SAIDI MT, evidencia, também, o cumprimento dos padrões em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço.





Figura 3-19 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2025



Ao nível da RAA, verifica-se o cumprimento dos padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço.

A comparação com os padrões por ilha em BT também demonstrou que foram cumpridos os padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço, com exceção do indicador SAIFI BT na zona A da ilha do Faial. De acordo com informação prestada pela EDA, o incumprimento do padrão do indicador SAIFI BT na zona A do Faial resultou de dois disparos gerais ocorridos na subestação de Santa Bárbara, associados a uma falha operacional de um prestador de serviços externo durante a realização de ensaios de proteções.



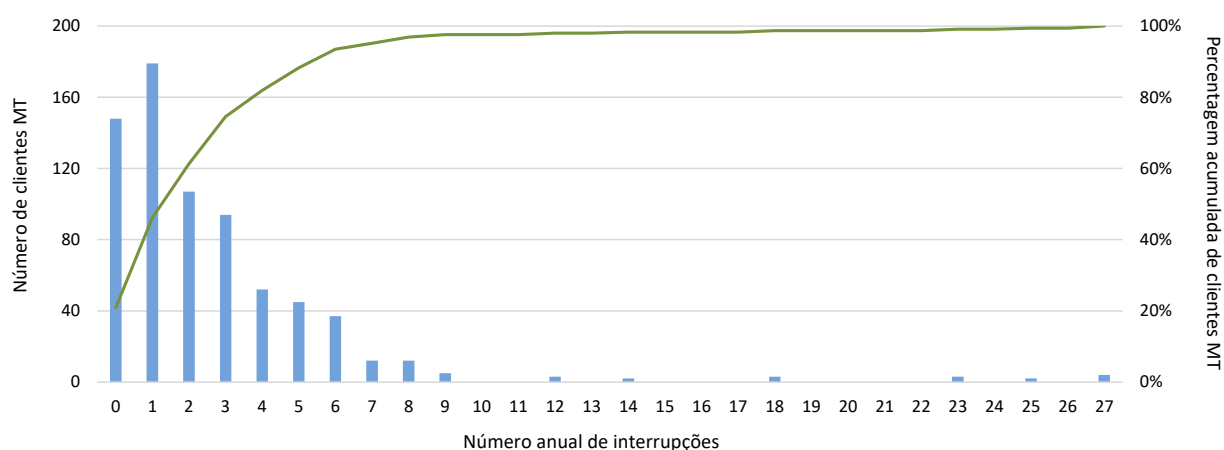


3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

A continuidade de serviço, na perspectiva individual de cada cliente, é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de cada uma das interrupções registradas ao longo do período de um ano.

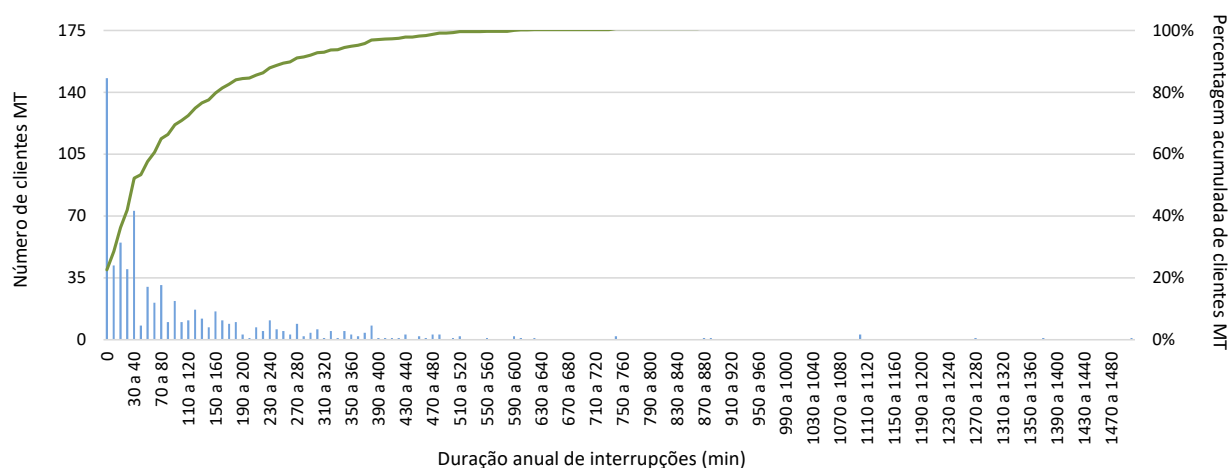
A **Figura 3-20** apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-20 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA



A **Figura 3-21** apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

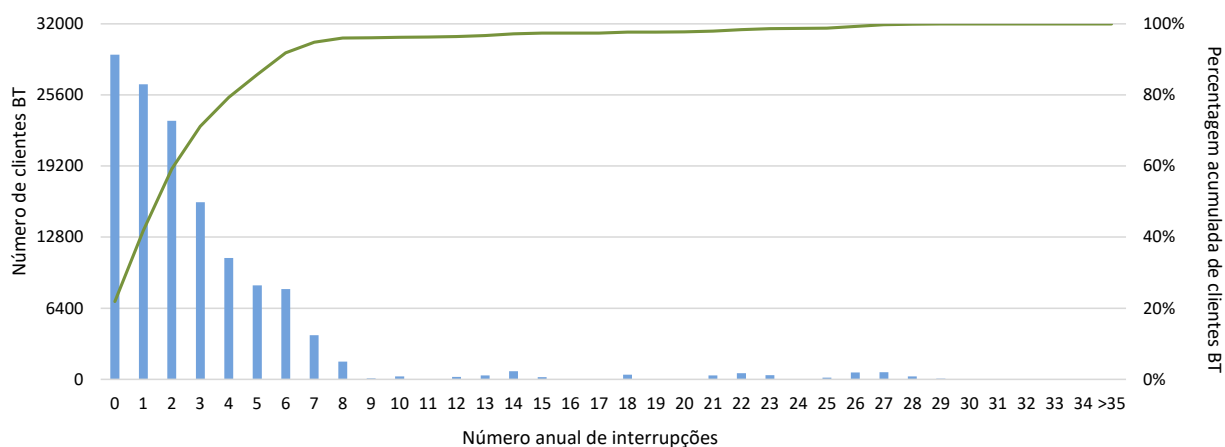
Figura 3-21 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA





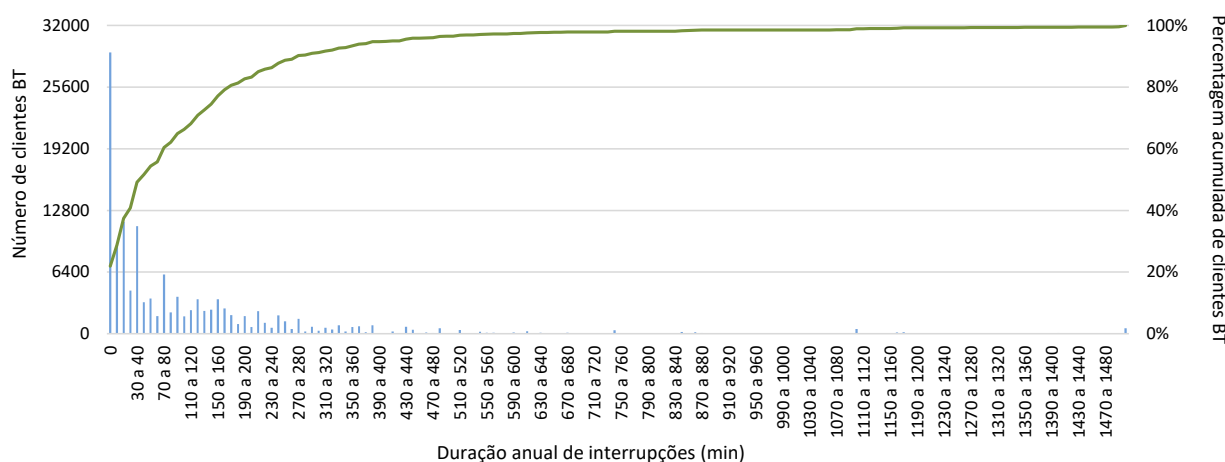
A **Figura 3-22** apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-22 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA



A **Figura 3-23** apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-23 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA



O **Quadro 3-8** apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço, em 2025.



**Quadro 3-8 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2025**

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	São Miguel	B					1		1
	Terceira	A		2			1		3
		B					4		4
	Faial	A					1		1
	Total			2			7		9
	Montante (euros)	São Miguel	C					40,54	
Terceira		A		22,96			13,04		36,00
		B					7,00		7,00
Faial		A					0,13		0,13
Total			22,96			60,71		83,67	

Na RAA, em 2025, foram registados nove incumprimentos de padrões individuais de continuidade de serviço, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de MT e baixa tensão normal (BTN). O número total de incumprimentos triplicou face ao valor registado em 2024.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA aos clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 83,67 euros, comparativamente a 1 012,33 euros, em 2024. Embora o número de incumprimentos dos padrões individuais tenha aumentado comparativamente a 2024, o montante total das compensações pagas aos clientes diminuiu, devido à menor gravidade dos incumprimentos registados em 2025.

3.2.6 CONCLUSÕES

Em 2025, registou-se uma degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu o aumento das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de um único incumprimento, relativo ao indicador SAIFI BT na zona A da ilha do Faial.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, em 2025, verificaram-se nove incumprimentos dos padrões estabelecidos, correspondendo ao triplo dos incumprimentos registados em 2024. O valor das compensações pagas pela EDA aos clientes foi de 83,67 euros, montante inferior ao registado no ano anterior.





3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM

O RQS estabelece os indicadores gerais e individuais e respetivos padrões para as redes de distribuição das ilhas da Madeira e de Porto Santo.

Em sistemas isolados (sem interligação), como é o caso das ilhas da RAM, as interrupções com origem na produção têm consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes. Nesse sentido, estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação de indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

O RQS prevê a existência de zonas de qualidade de serviço na RAM que estão delimitadas geograficamente de acordo com a seguinte classificação:

- ⚡ Zona A: Lugar Funchal a sul da Via Rápida 1 (via cota 200),
- ⚡ Zona B: Sedes de concelho, lugares com um número de clientes compreendido entre 2 000 e 25 000 clientes, lugar Funchal a norte da Via Rápida 1 (via cota 200) e Zona Franca Industrial do Caniçal (ilha de qualidade de serviço),
- ⚡ Zona C: Os restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B.

A caracterização da continuidade de serviço sentida pelos clientes da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) começa por ser analisada com a apreciação dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões.

De seguida, descrevem-se os incidentes que, no ano de 2025, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

Por último, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações que lhe estão associados.

3.3.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAM abastecem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais de continuidade de serviço, que se apresentam no [Quadro 3-9](#), são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.





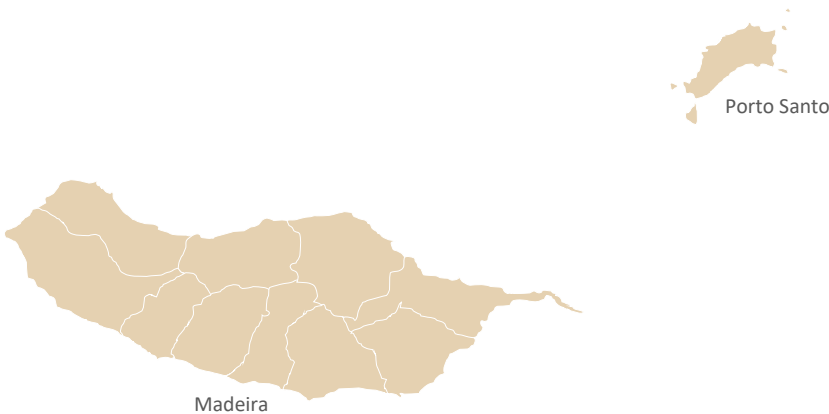
Quadro 3-9 – Indicadores gerais na RAM em 2025

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total ano 2025	Total ano 2024	Variação percentual
		Não Excepcionais	Excepcionais			
END (MWh)	21,62	35,92	17,47	75,00	52,32	▲ 43,35%
TIEPI (min)	12,60	18,30	8,21	39,11	27,22	▲ 43,68%
SAIFI MT (int./PdE)	0,11	0,69	0,12	0,92	0,72	▲ 27,78%
SAIDI MT (min/PdE)	12,20	28,25	18,57	59,02	40,17	▲ 46,93%
MAIFI MT (int./PdE)	0,02	0,45	0,11	0,59	0,55	▲ 7,27%
SAIFI BT (int./cliente)	0,13	0,63	0,08	0,84	0,63	▲ 33,33%
SAIDI BT (min/cliente)	15,23	29,27	8,46	52,96	36,92	▲ 43,45%

Numa perspetiva global, em 2025, a continuidade de serviço na Região Autónoma da Madeira registou uma deterioração relativamente ao ano anterior, traduzida no agravamento de todos os indicadores gerais. Este desempenho foi influenciado pela ocorrência de um incidente de grande impacto, classificado pela ERSE como evento excecional, e pelo reaparecimento de interrupções com origem na produção. Ainda assim, as interrupções com origem nas redes de distribuição continuaram a constituir o principal fator explicativo dos valores globais dos indicadores de continuidade de serviço.

Na ilha da Madeira, o agravamento dos indicadores ficou parcialmente associado ao impacto do referido evento excecional, provocado por condições atmosféricas extremas. Na ilha do Porto Santo, a degradação dos indicadores relativamente a 2024 resultou sobretudo do aumento das interrupções previstas nas redes de distribuição de MT e BT.

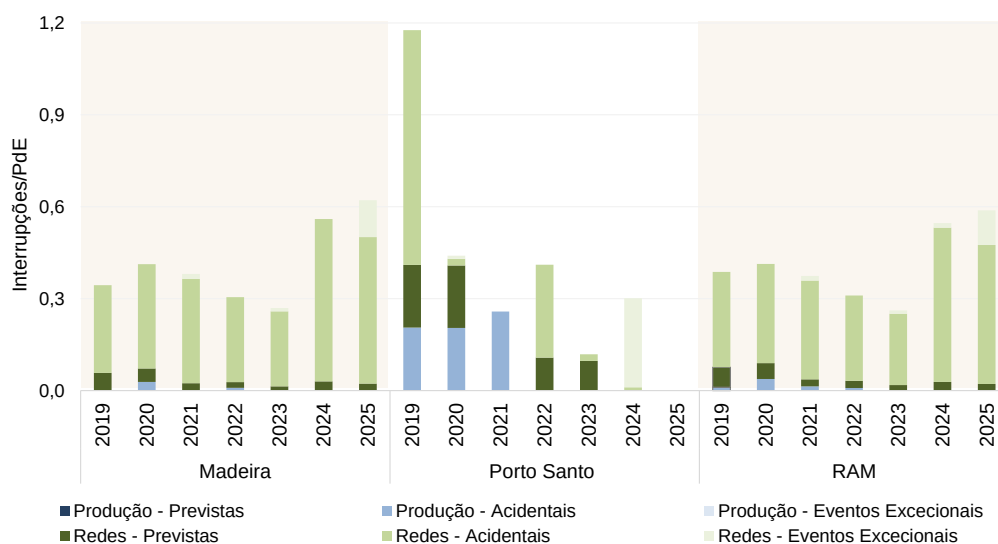
Figura 3-24 – Região Autónoma da Madeira





Na [Figura 3-25](#) apresenta-se o desempenho para o período 2019-2025 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

Figura 3-25 – Evolução do MAIFI MT na RAM



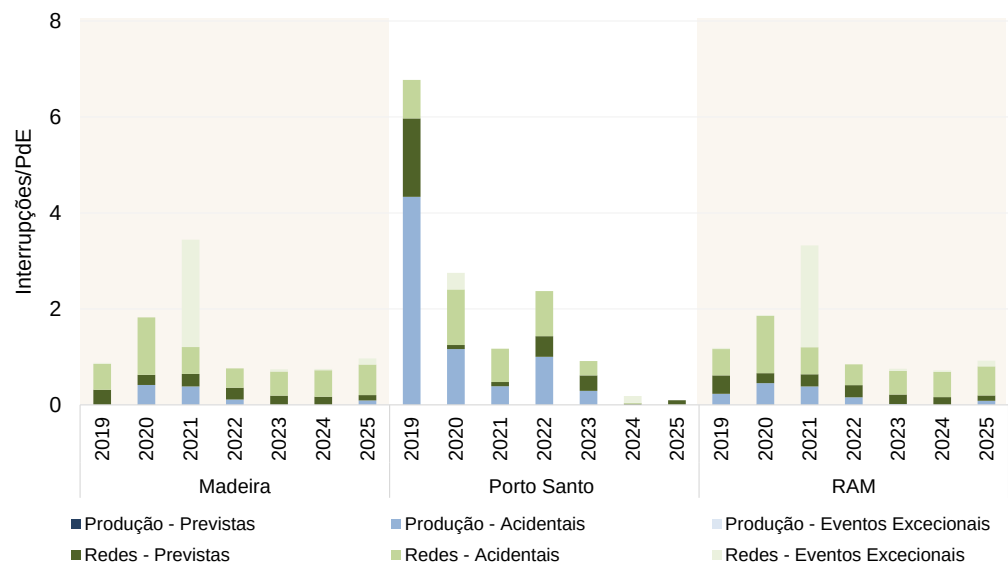
Em 2025, o indicador MAIFI MT na RAM aumentou 7,27% relativamente ao ano anterior, refletindo essencialmente a evolução observada na ilha da Madeira. Embora as interrupções acidentais com origem nas redes continuem a representar a principal componente do indicador, o agravamento verificado em 2025 resultou do impacto do evento excecional que afetou a rede elétrica da ilha da Madeira. Em contrapartida, na ilha do Porto Santo não se registaram interrupções breves em 2025, tendo sido alcançado o melhor desempenho dos últimos seis anos.

Seguidamente, na [Figura 3-26](#) e na [Figura 3-27](#) apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2019-2025. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excecionais.



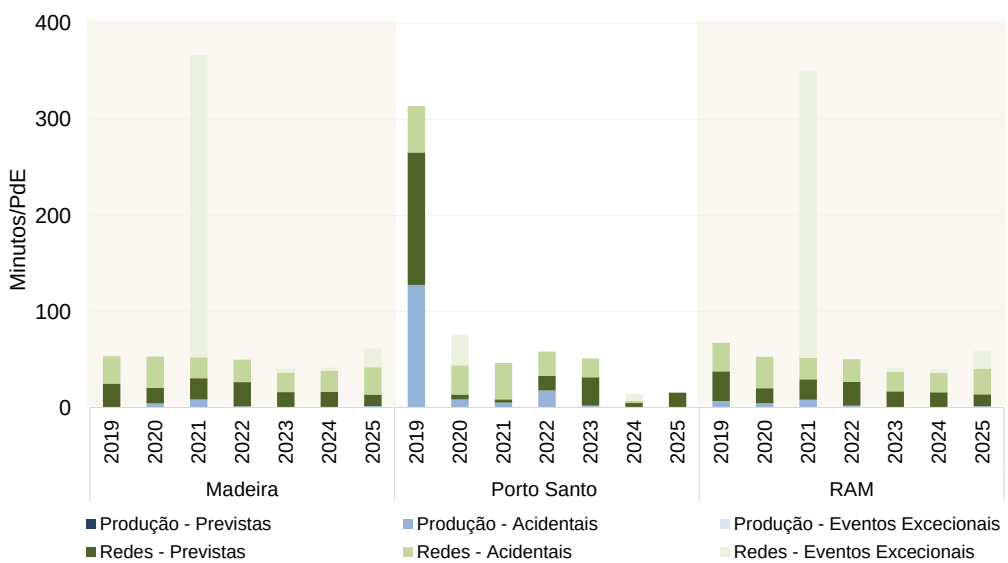


Figura 3-26 – Evolução do SAIFI MT na RAM



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT verifica-se que, em 2025, a RAM registou um agravamento face ao ano anterior marcado sobretudo pelo desempenho observado na ilha da Madeira. Também neste indicador as interrupções acidentais com origem nas redes foram as mais relevantes, representando cerca de 66% do número total de interrupções longas, enquanto as interrupções previstas e as com origem na produção tiveram um contributo reduzido. Em sentido oposto, destaca-se o desempenho da rede MT da ilha do Porto Santo, onde o SAIFI MT atingiu o valor mais baixo da série 2019-2025, correspondendo a uma redução de 44,44% face a 2024, em resultado da reduzida ocorrência de interrupções longas.

Figura 3-27 – Evolução do SAIDI MT na RAM





No que respeita aos indicadores SAIDI MT da RAM e da ilha da Madeira, verificou-se um aumento dos valores dos indicadores motivado pelo aumento da duração das interrupções acidentais com origem nas redes e pelo impacto do evento excecional resultante de fenómenos atmosféricos extremos.

Relativamente à ilha do Porto Santo, em 2025, o valor do indicador SAIDI MT registou um ligeiro aumento de cerca de 9,19% relativamente ao ano anterior, tendo sido apenas influenciado por interrupções previstas com origem nas redes, mantendo-se, ainda assim, um nível de continuidade de serviço favorável.

Seguidamente, na [Figura 3-28](#) e na [Figura 3-29](#) apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT, para o período 2019-2025.

Figura 3-28 – Evolução do SAIFI BT na RAM

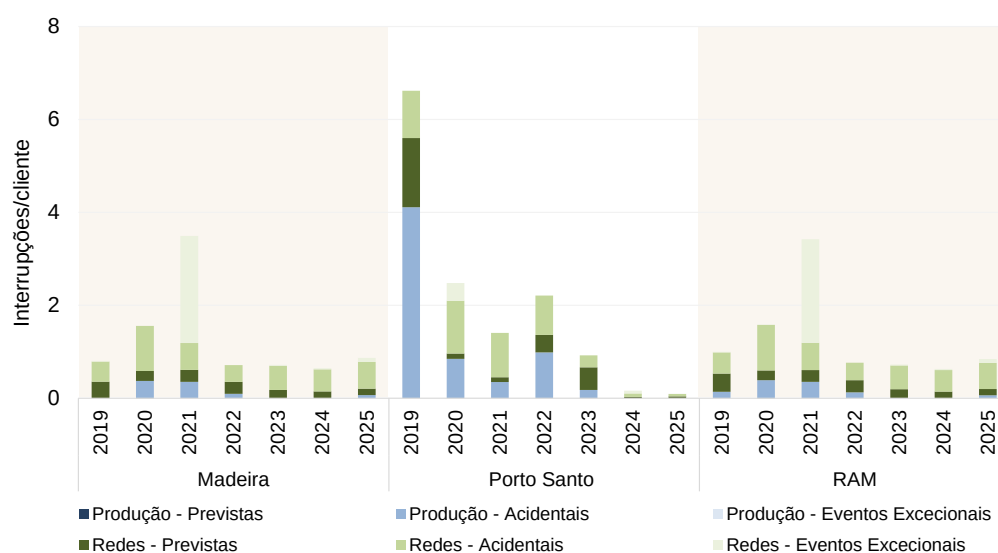
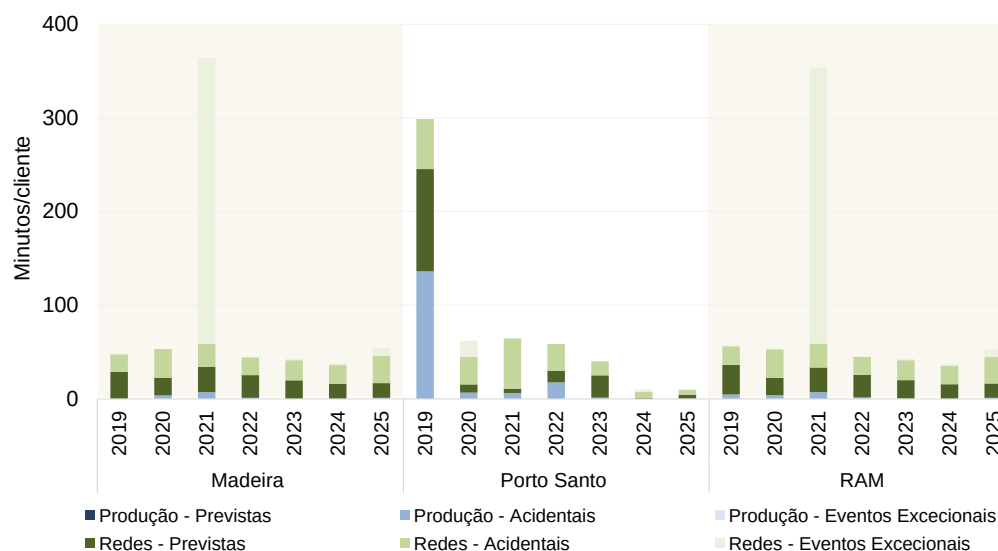


Figura 3-29 – Evolução do SAIDI BT na RAM





Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se uma evolução semelhante à registada nos mesmo indicadores para a MT.

3.3.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2025, a ERSE recebeu do operador de rede EEM um pedido de classificação de incidente como evento excecional. Após análise, a ERSE deliberou favoravelmente quanto à classificação do pedido como evento excecional.

Depressão Emília de 12 de dezembro de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido no dia 12 de dezembro de 2025, resultou maioritariamente de condições meteorológicas adversas de vento, precipitação e trovoadas que se fizeram sentir no Arquipélago da Madeira, na sequência da passagem da depressão Emília, registando-se rajadas de vento muito fortes de 147 km/h. No âmbito deste evento, registaram-se 158 interrupções afetando, na sua maioria, a rede BT, num total de 11 522 clientes BT e MT, contando com 159 postos de transformação interrompidos, 17 dos quais de cliente.

O **Quadro 3-10** apresenta o impacto da depressão Emília nos indicadores de continuidade de serviço.

Quadro 3-10 – Impacto da depressão Emília nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 12 a 16 dezembro de 2025
	Impacto do evento
END (MWh)	17,47
TIEPI (min)	8,21
SAIFI MT (int./PdE)	0,12
SAIDI MT (min/PdE)	18,57
MAIFI MT (int./PdE)	0,11
SAIFI BT (int./cliente)	0,08
SAIDI BT (min/cliente)	8,46

A END associada a este incidente correspondeu a 17,47 MWh, cumprindo assim o critério para a sua designação como Incidente de Grande Impacto, nos termos do RQS.



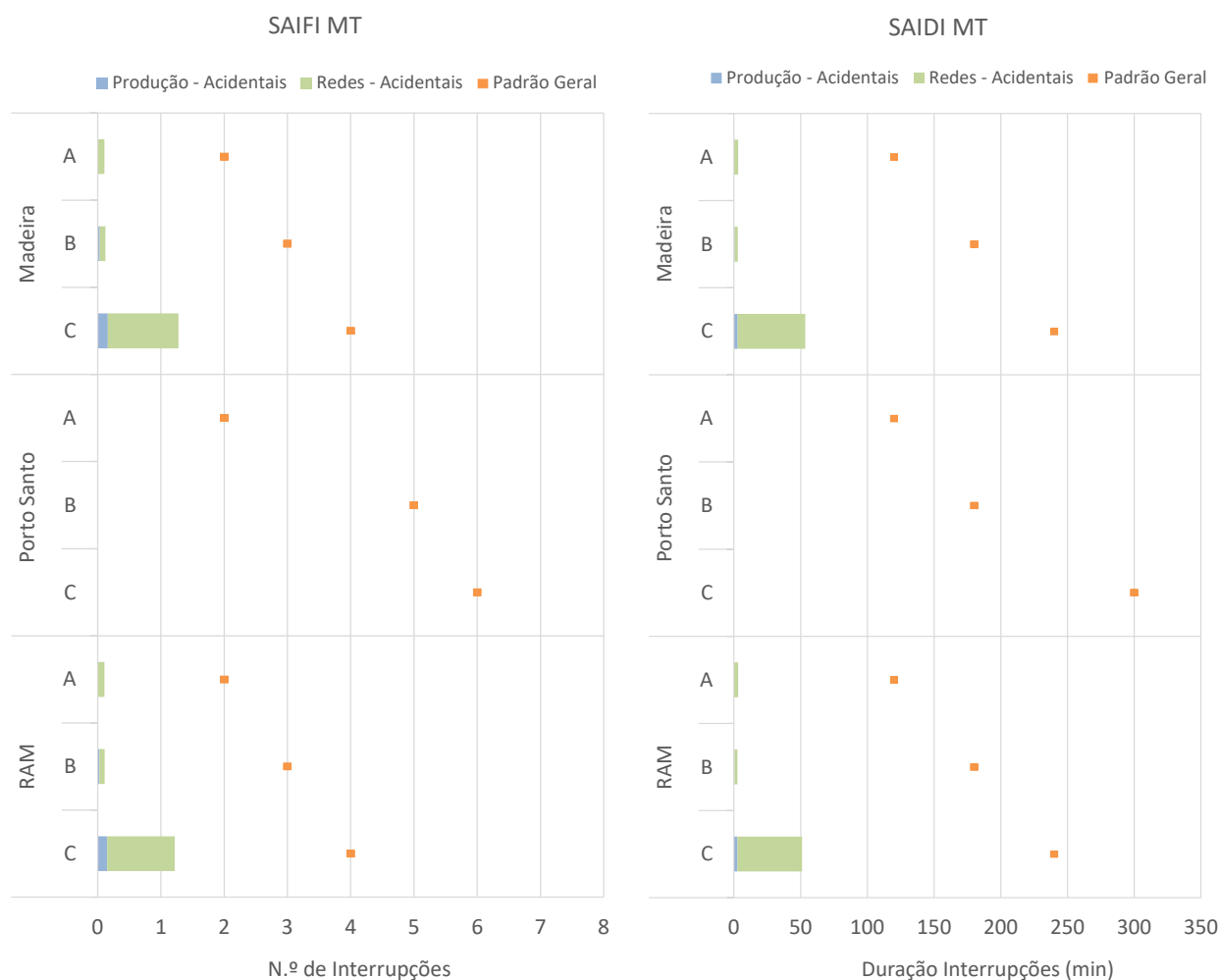


3.3.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excepcionais.

Na [Figura 3-30](#) apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT com os respetivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-30 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2025



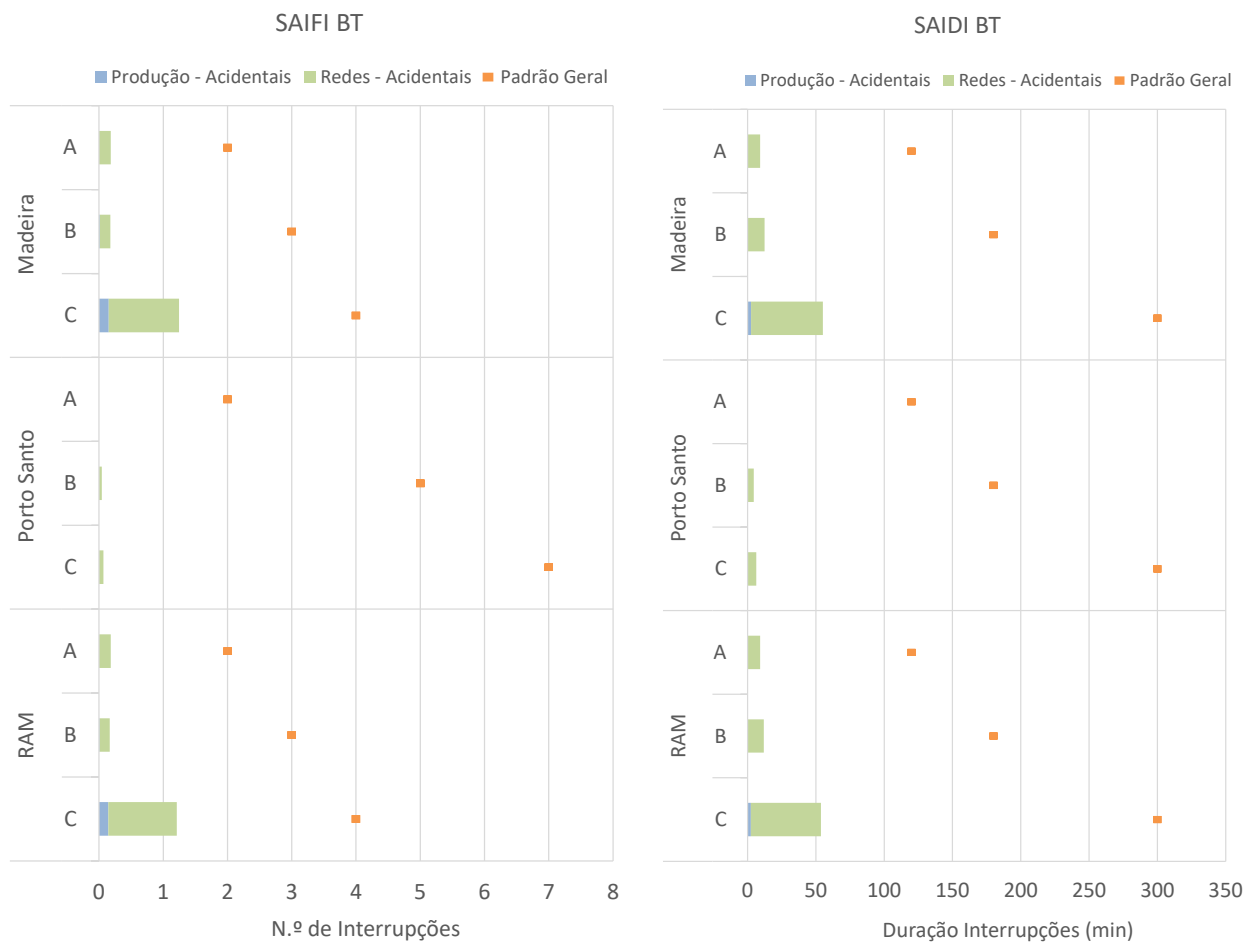
Verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAM nas três zonas de qualidade de serviço.





A mesma situação ocorre em relação aos indicadores gerais em BT, apresentados na [Figura 3-31](#), em que se verifica que, em todas as zonas de qualidade de serviço, os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.

Figura 3-31 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2025

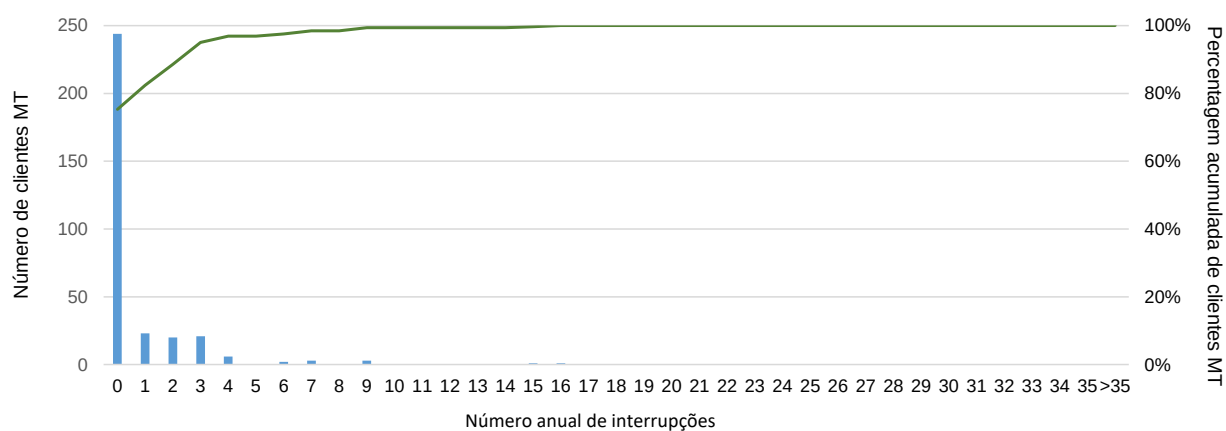


3.3.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

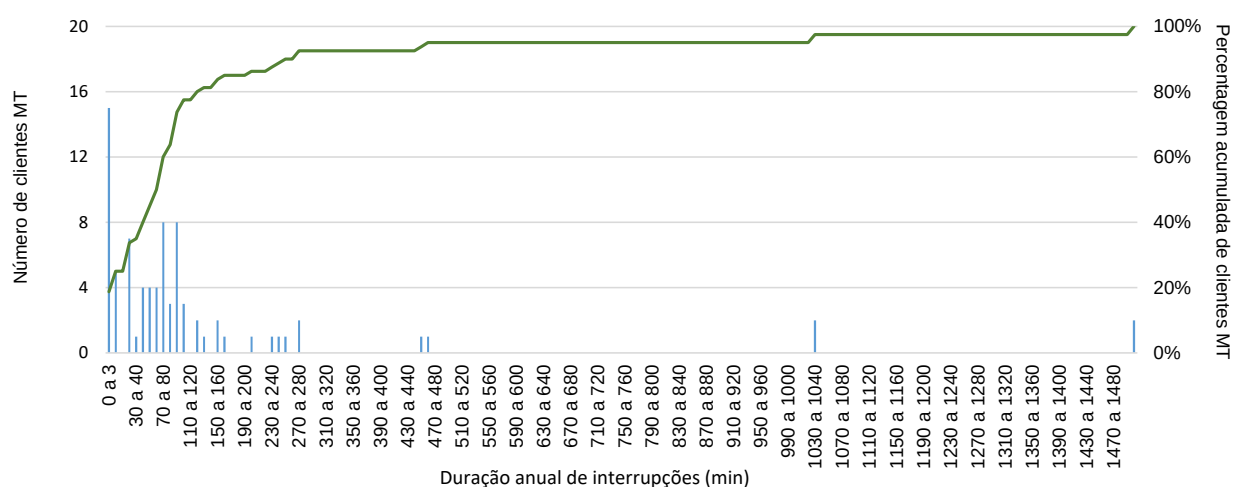
A continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de interrupção registados ao longo do período de um ano.

A [Figura 3-32](#) apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.



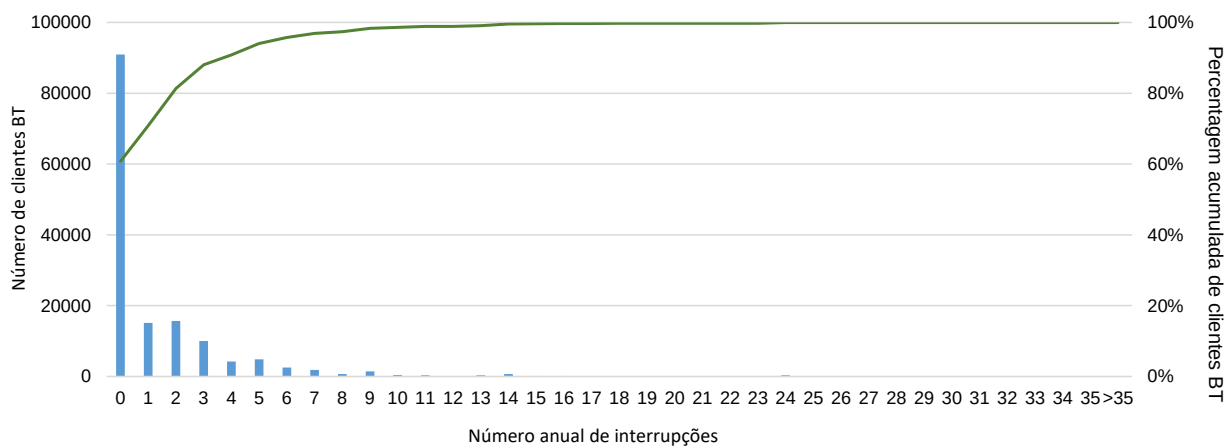
**Figura 3-32 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM**

A Figura 3-33 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

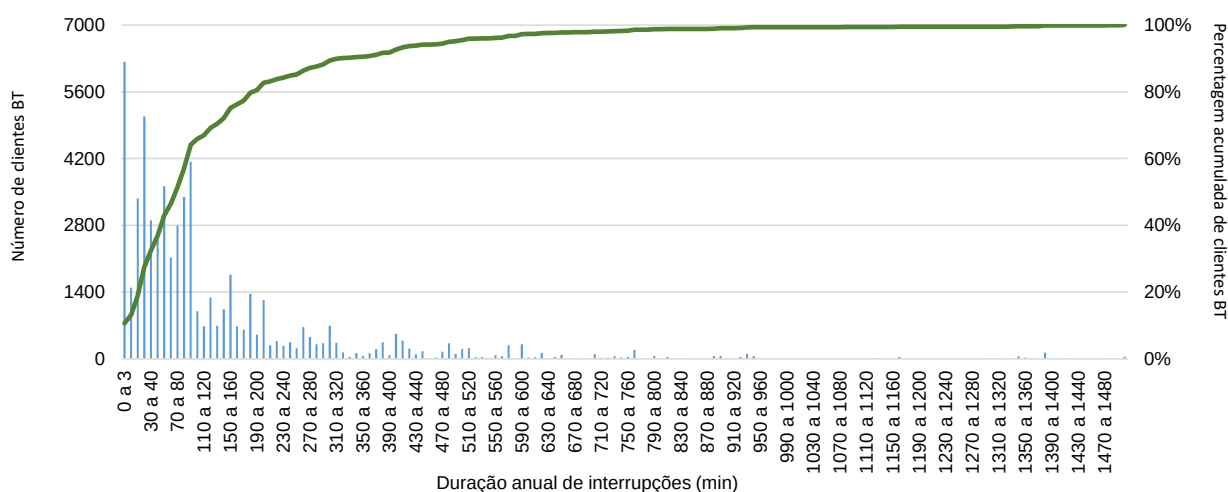
Figura 3-33 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM

A Figura 3-34 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.




Figura 3-34 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM


A **Figura 3-35** apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2025, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-35 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM


O **Quadro 3-11** apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2025, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.



**Quadro 3-11 – Compensações na RAM, em 2025**

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Madeira	A					52		52
		B					51		51
		C		4			142	2	146
	Porto Santo	B					1		1
	Total			4			246	2	252
Montante (euros)	Madeira	A					1 929,39		1 929,39
		B					884,21		884,21
		C		3 007,41			2 056,52	347,07	5 411,00
	Porto Santo	B					3,70		3,70
	Total			3 007,41			4 873,82	347,07	8 228,30

Em 2025, verificaram-se 252 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções, face aos 136 incumprimentos verificados em 2024. Em consequência, o montante das compensações pagas aos clientes foi de 8 228,30 euros, valor superior ao registado no ano anterior (em 2024 este valor foi de 1 846,68 euros).

O número total de incumprimentos quase o duplicou em relação a 2024, enquanto o montante das compensações pagas aos clientes foi cerca de 4,5 vezes superior ao registado no ano anterior.

3.3.5 CONCLUSÕES

Em 2025, registou-se uma degradação dos valores indicadores de continuidade de serviço da RAM face aos valores registados no ano anterior. Para este agravamento, contribuíram de forma expressiva o aumento das interrupções acidentais com origem nas redes e a ocorrência de um evento excecional de grande impacto resultante de fenómenos atmosféricos extremos que afetou a ilha da Madeira.

Em 2025, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Nesse ano, ocorreram 252 incumprimentos dos padrões individuais relativos à duração total das interrupções. Em consequência destes incumprimentos, as compensações pagas a clientes ascenderam a cerca de 8 228,30 euros, sendo 4,5 vezes superior ao registado no ano anterior.





3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) estabelece a obrigatoriedade de determinação de indicadores gerais para as redes de alta tensão (AT), de média tensão (MT) e de baixa tensão (BT) de acordo com o [Quadro 3-12](#).

Quadro 3-12 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental

	AT	MT	BT
END		✓	
TIEPI		✓	
SAIFI	✓	✓	✓
MAIFI	✓	✓	
SAIDI	✓	✓	✓

O desempenho da rede de distribuição da E-REDES, em termos de continuidade de serviço, é avaliado através de indicadores que consideram todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica.

Na caracterização da continuidade de serviço da rede de distribuição apresenta-se o valor dos indicadores registados por Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III (NUTS III) e na totalidade da rede da E-REDES.

As regiões NUTS III encontram-se representadas geograficamente no mapa de Portugal continental da [Figura 3-36](#).



Figura 3-36 – NUTS III em Portugal continental

Em Anexo são apresentados os concelhos agregados por regiões NUTS III.

É apresentada também uma evolução temporal dos indicadores de continuidade de serviço, discriminando interrupções previstas, acidentais e resultantes de eventos excecionais.

A caracterização da continuidade de serviço percecionada pelos clientes da E-REDES inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores gerais registados em Portugal continental e de cada uma das NUTS III, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço no ano de 2025 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.



3.4.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da E-REDES possuem clientes nos níveis de tensão AT, MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes da E-REDES consideram esses três níveis de tensão. Nos indicadores gerais registados em 2025, que se apresentam no **Quadro 3-13**, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-13 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2025

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total ano 2025	Total ano 2024	Variação percentual
		Não Excecionais	Excecionais			
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,14	0,92	1,06	0,15	▲ >100,00%
SAIDI AT (min/PdE)	0	4,58	525,65	530,23	14,12	▲ >100,00%
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,56	0,19	0,75	0,46	▲ 63,04%
END (MWh)	8,61	4 228,95	45 517,62	49 755,18	5 356,41	▲ >100,00%
TIEPI (min)	0,12	56,06	641,83	698,01	71,88	▲ >100,00%
SAIFI MT (int./PdE)	0	1,52	1,81	3,33	1,68	▲ 98,21%
SAIDI MT (min/PdE)	0,15	69,07	676,61	745,83	93,58	▲ >100,00%
MAIFI MT (int./PdE)	0	8,12	1,84	9,96	8,75	▲ 13,83%
SAIFI BT (int./cliente)	0	1,49	1,58	3,07	1,56	▲ 96,79%
SAIDI BT (min/cliente)	0,88	86,95	664,10	751,93	95,55	▲ >100,00%

A análise dos indicadores gerais de continuidade de serviço evidencia uma degradação do desempenho da rede de distribuição em 2025 face ao ano anterior. Esta evolução refletiu-se no aumento dos indicadores SAIDI e SAIFI e da END, cujos valores ultrapassaram os registados em 2024. O indicador MAIFI MT apresentou igualmente um aumento, embora de menor magnitude (+13,83%).

A degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço foi influenciada, sobretudo, pela ocorrência de sete eventos excecionais de grande impacto registados ao longo do ano. Entre estes, destaca-se o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, que teve um impacto sem precedentes na RND. Este incidente teve uma duração total de cerca de 36,4 horas e provocou a interrupção do fornecimento de energia elétrica à totalidade dos clientes ligados aos diferentes níveis de tensão (AT, MT e BT).

Importa salientar que, excluindo o contributo dos eventos excecionais, os indicadores gerais assumem valores significativamente inferiores, evidenciando que o desempenho da rede em condições normais de exploração manteve-se globalmente consistente com o observado em anos anteriores.





Da Figura 3-37 à Figura 3-41 apresenta-se a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registrados na rede AT, desagregados nas subcomponentes associadas ao impacto no universo de instalações de produção AT e no universo de instalações de consumo AT, a partir de 2014 ¹².

Figura 3-37 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção

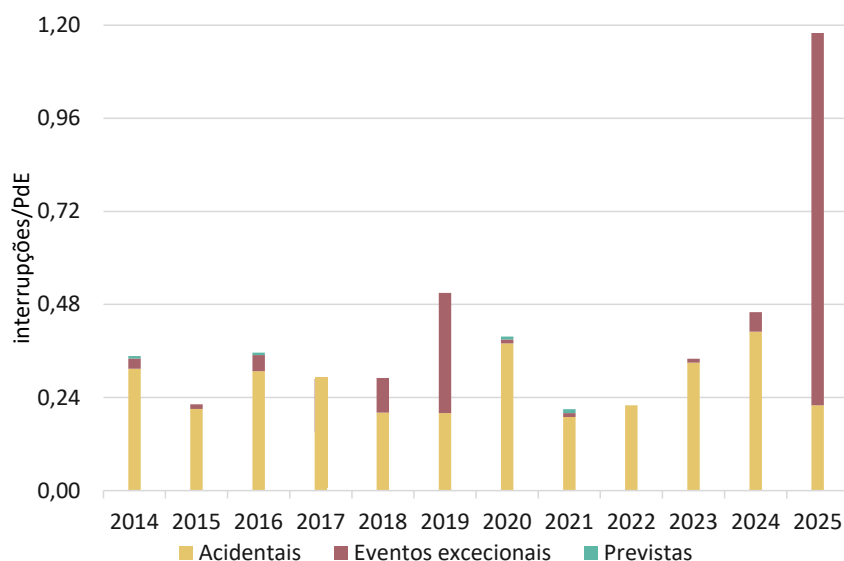
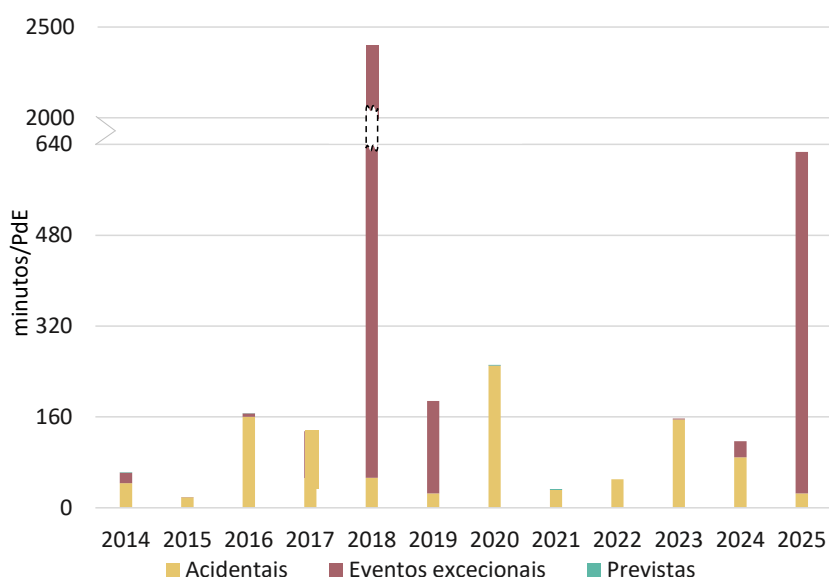


Figura 3-38 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



¹² Nas interrupções acidentais incluem-se as interrupções com origem em eventos excepcionais e com origem nos pedidos de classificação como evento excepcional cujo procedimento de decisão se encontra suspenso. Esta decisão encontra-se fundamentada na página 59 do [Relatório da Qualidade de Serviço Técnico do setor elétrico](#) relativo a 2017.





Figura 3-39 – Evolução do SAIFI AT

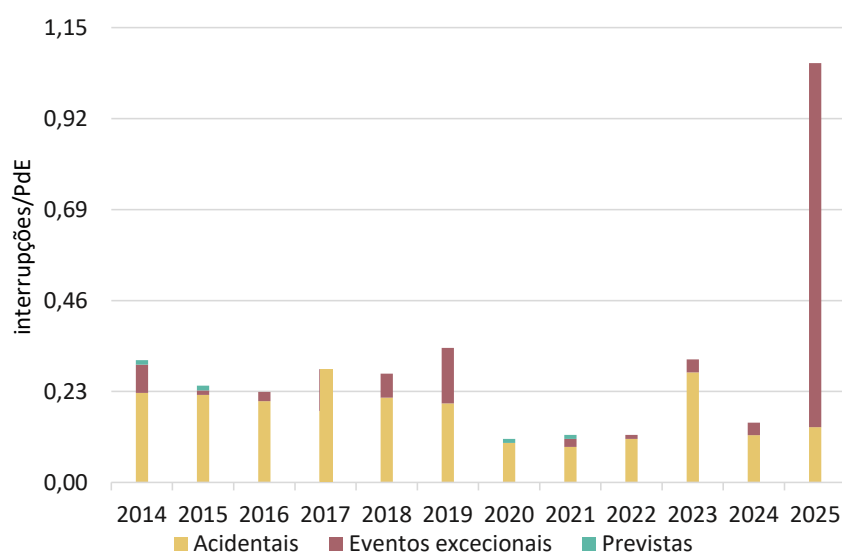


Figura 3-40 – Evolução do SAIDI AT

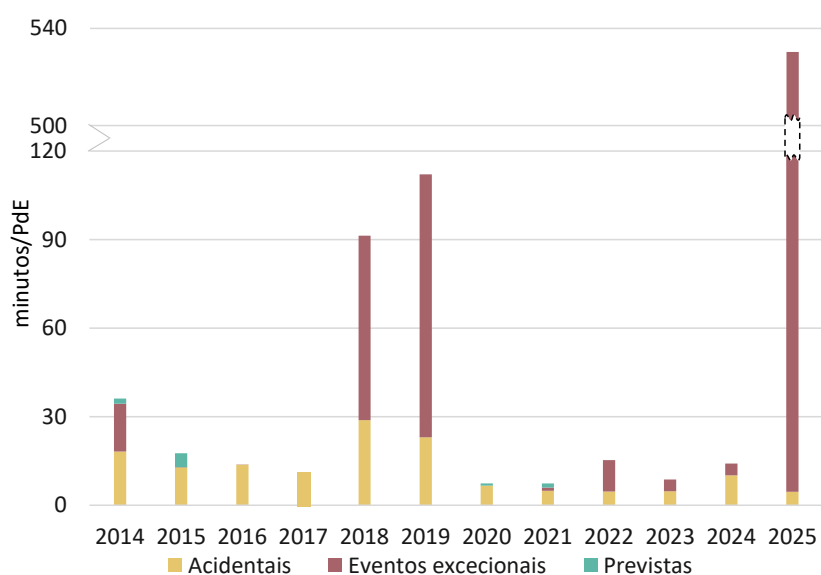
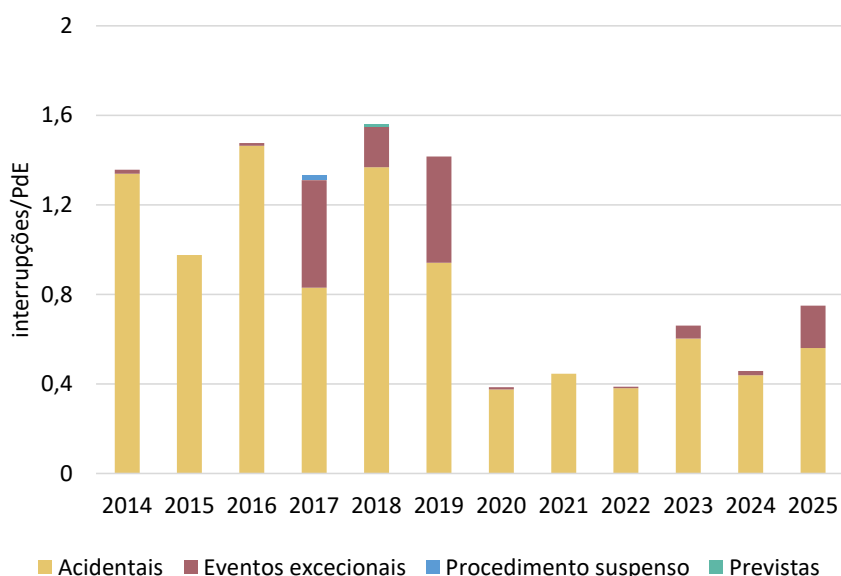




Figura 3-41 – Evolução do MAIFI AT



No que respeita à rede AT, salienta-se que esta rede está ligada não só a clientes AT, bem como a produtores AT, o que no caso de ocorrerem interrupções nas instalações de produção AT podem agravar o valor global do indicador SAIDI AT do universo total de pontos de entrega AT, pelo que a partir de 2020 são apresentados resultados desagregados para o universo de instalações de produção e para o universo de instalações de consumo.

Em 2025, os indicadores de continuidade de serviço relativos às instalações de produção em AT registaram um agravamento face ao ano anterior. O SAIFI AT atingiu 1,18 interrupções por ponto de entrega e o SAIDI AT atingido 626,84 minutos por ponto de entrega. Comparativamente a 2024, o SAIDI AT aumentou cerca de 5,4 vezes, enquanto o SAIFI AT registou um acréscimo de cerca de 2,6 vezes. Esta evolução resultou, principalmente, da elevada incidência de eventos excepcionais de grande impacto ocorridos ao longo do ano, que afetaram significativamente a continuidade de serviço destas instalações. Acresce que os produtores em AT estão, na sua maioria, ligados à rede através de configurações de monoalimentação, por opção destes, ao contrário do que sucede com muitas instalações de consumo, que dispõem de soluções de alimentação com maior redundância, pelo que não é expectável o mesmo nível de disponibilidade das infraestruturas de rede.

Também os indicadores que caracterizam a continuidade de serviço nas instalações de consumo em AT apresentaram um agravamento relativamente a 2024, acompanhando a tendência observada nas instalações de produção. Tal como neste último caso, esta evolução foi predominantemente determinada pela ocorrência dos eventos excepcionais de grande impacto registados em 2025.





Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço para o universo de instalações de consumo, SAIFI e SAIDI para as redes MT e BT e TIEPI para as redes MT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais, eventos excepcionais e pedidos de classificação como evento excepcional, cujo procedimento de decisão foi suspenso pela ERSE.

Figura 3-42 – Evolução do TIEPI MT

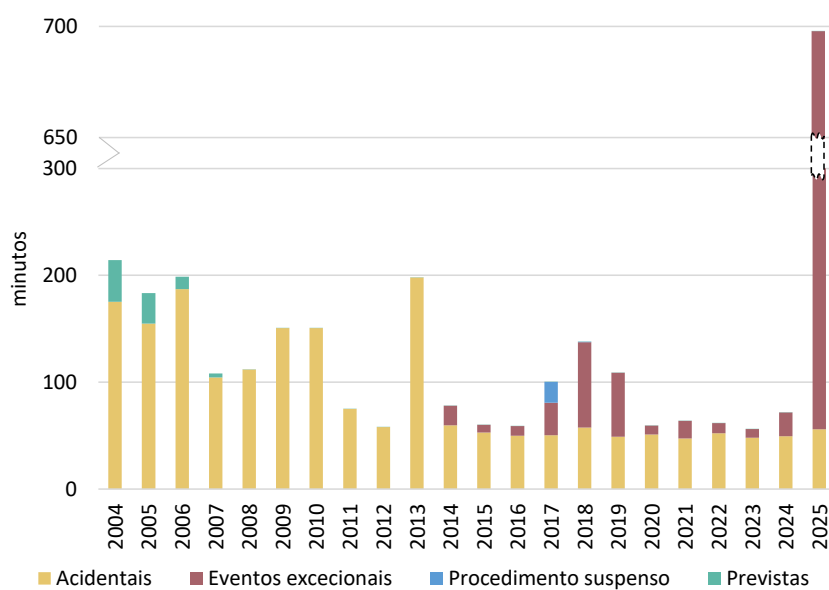


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI MT

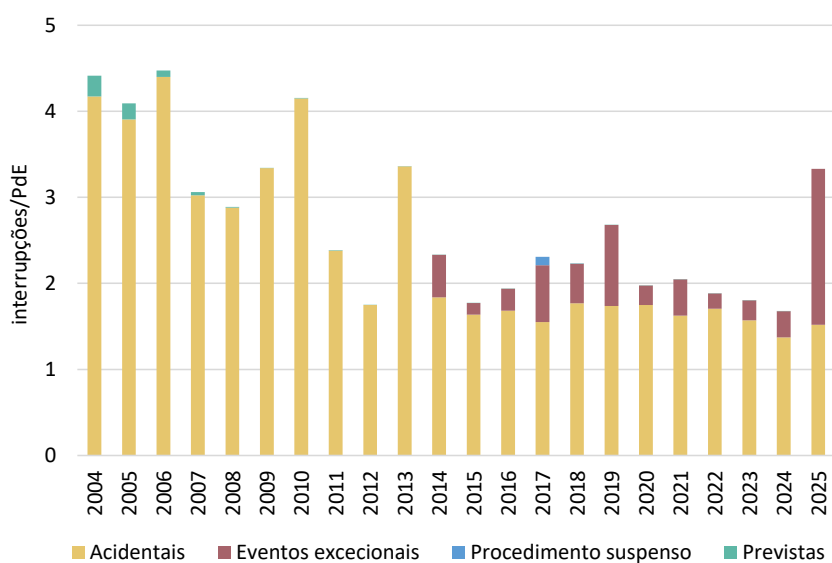




Figura 3-44 – Evolução do SAIDI MT

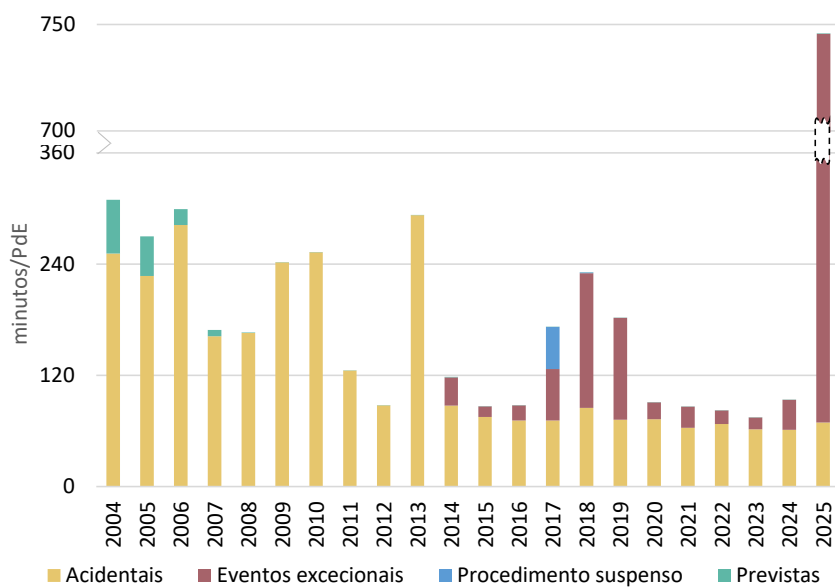


Figura 3-45 – Evolução do MAIFI MT

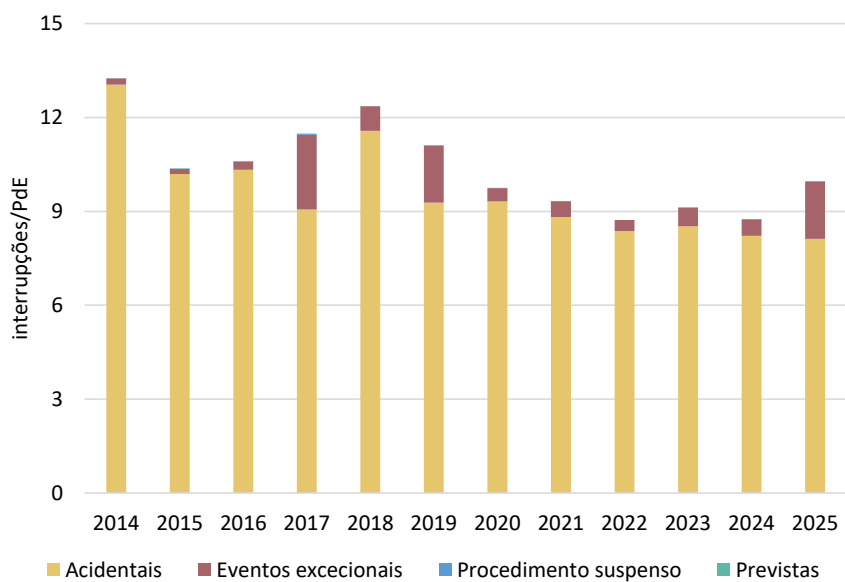




Figura 3-46 – Evolução do SAIFI BT

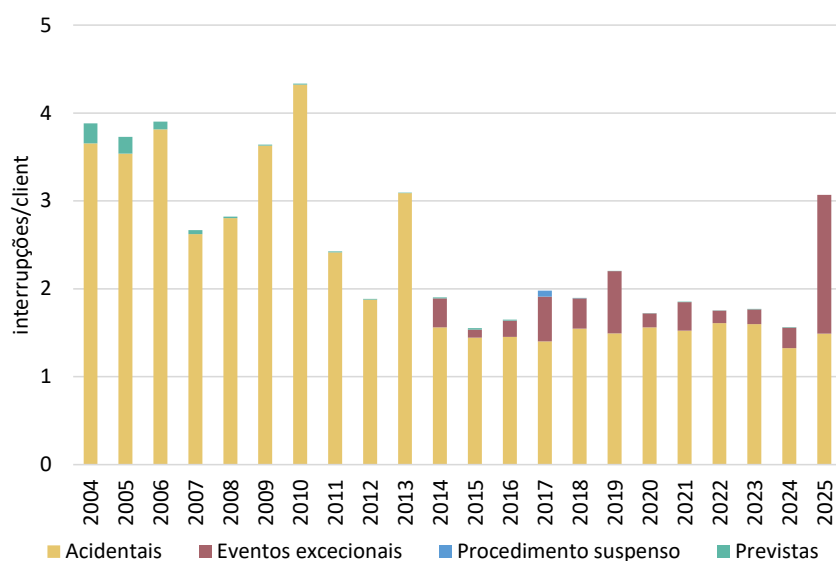
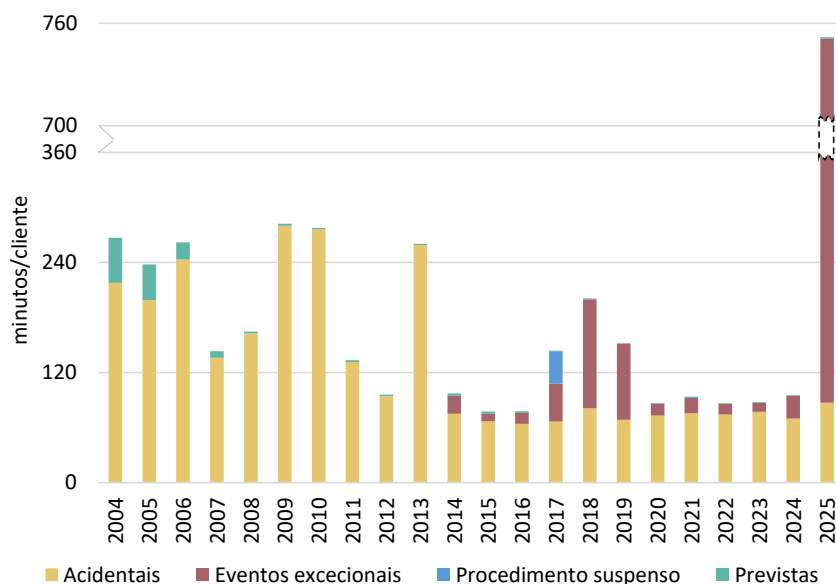


Figura 3-47 – Evolução do SAIDI BT



Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registrados em 2025, por NUTS III, incluindo interrupções previstas e acidentais, com origem na rede de transporte, na rede de distribuição e nas instalações dos clientes (com exceção de incidentes com origem nas instalações dos próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excepcional.





Figura 3-48 – SAIFI AT por NUTS III, em 2025

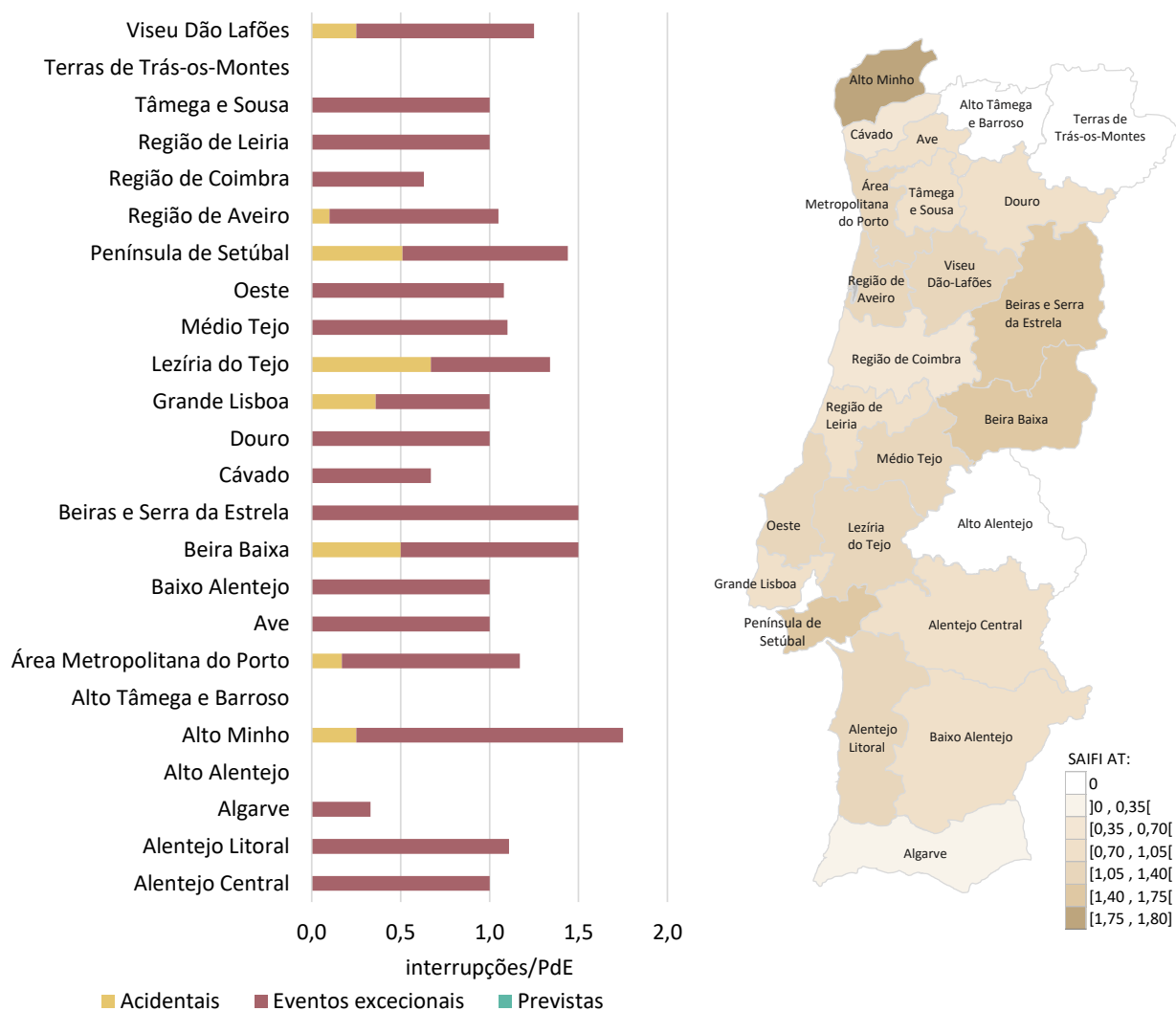




Figura 3-49 – SAIDI AT por NUTS III, em 2025

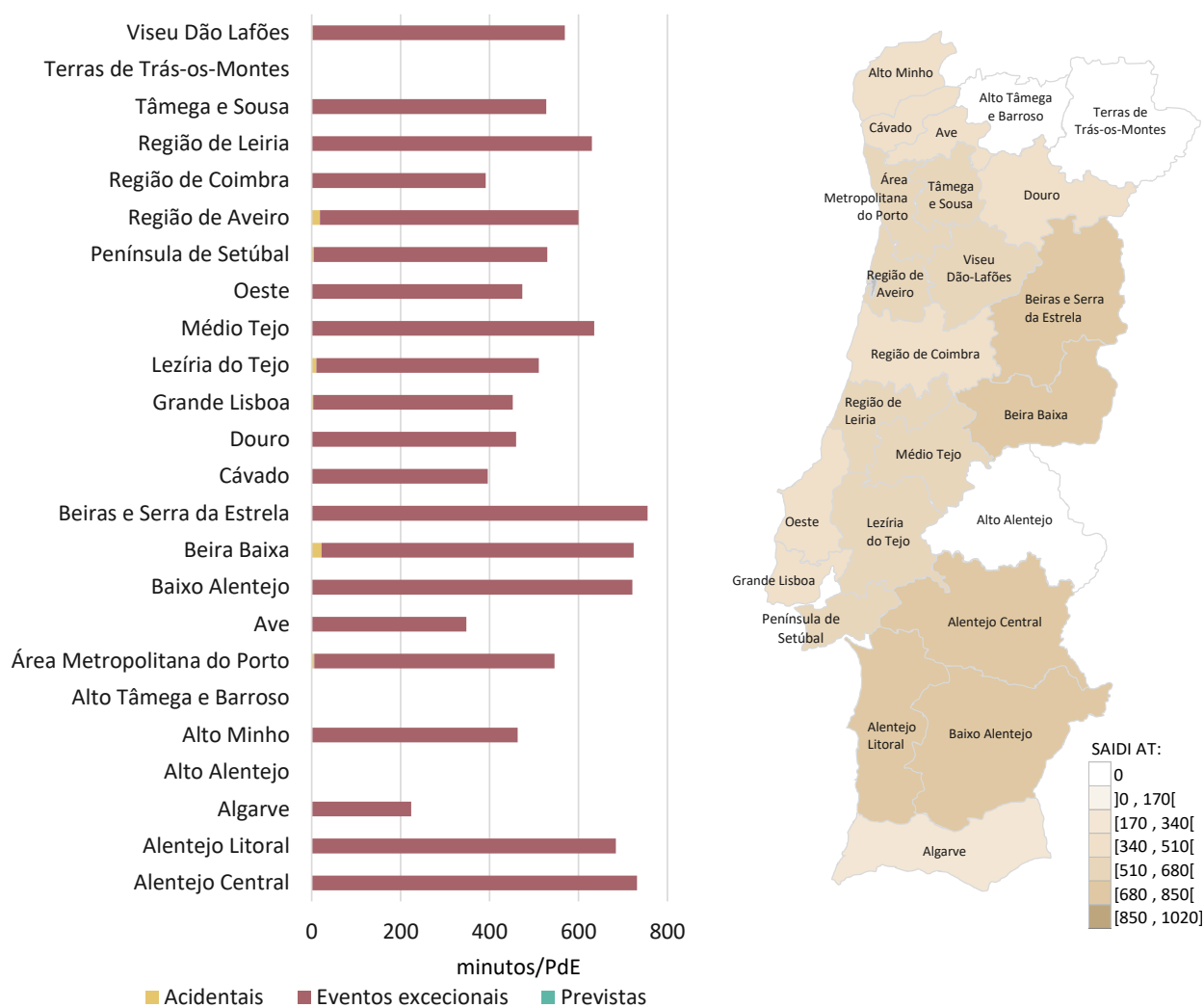
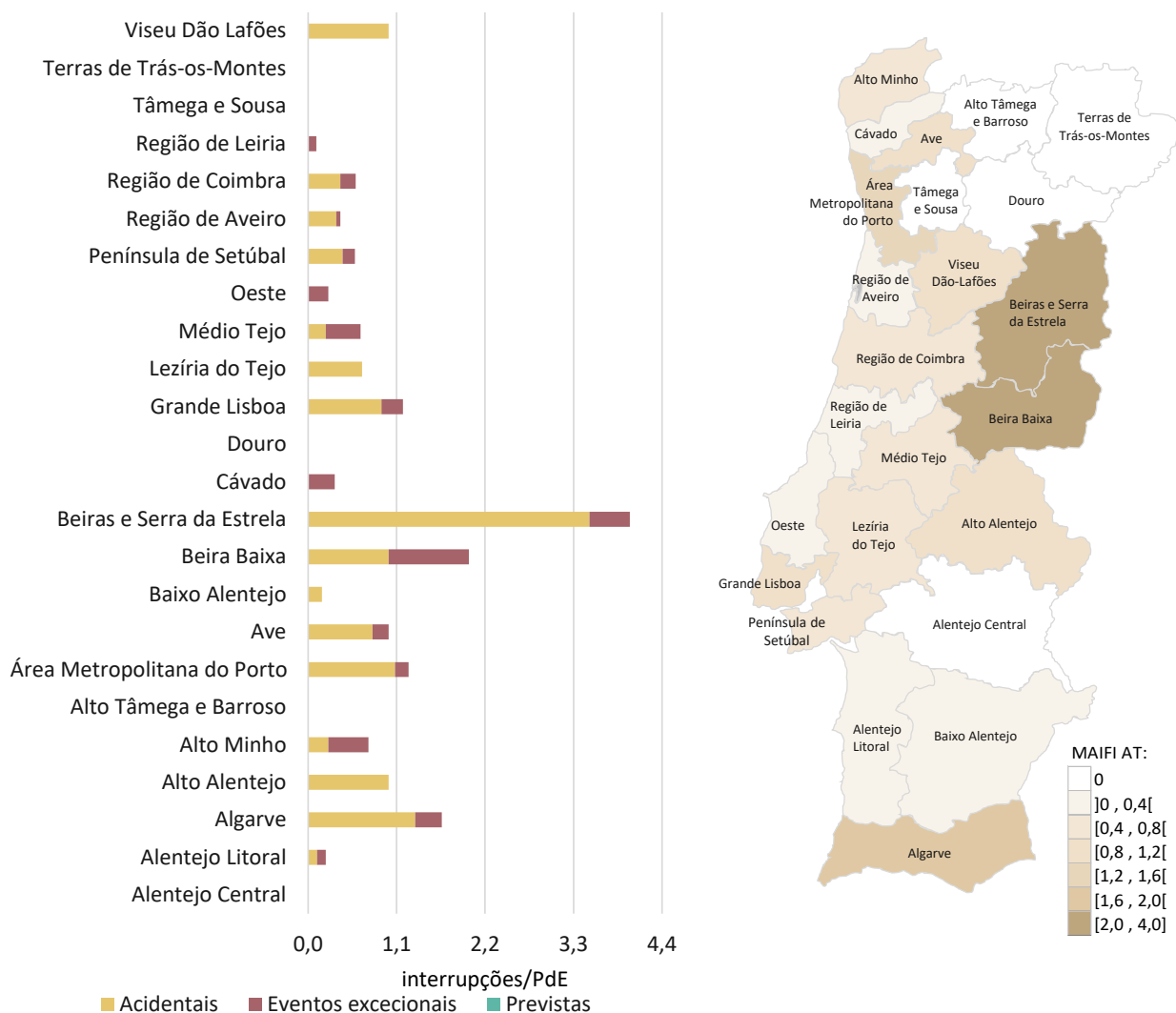




Figura 3-50 – MAIFI AT por NUTS III, em 2025



Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2025, por NUTS III, incluindo interrupções previstas e acidentais, com origem na rede de transporte, na rede de distribuição e nas instalações dos clientes (com exceção de incidentes com origem nas instalações dos próprios clientes), independentemente da sua classificação como evento excecional.





Figura 3-51 – END MT por NUTS III, em 2025

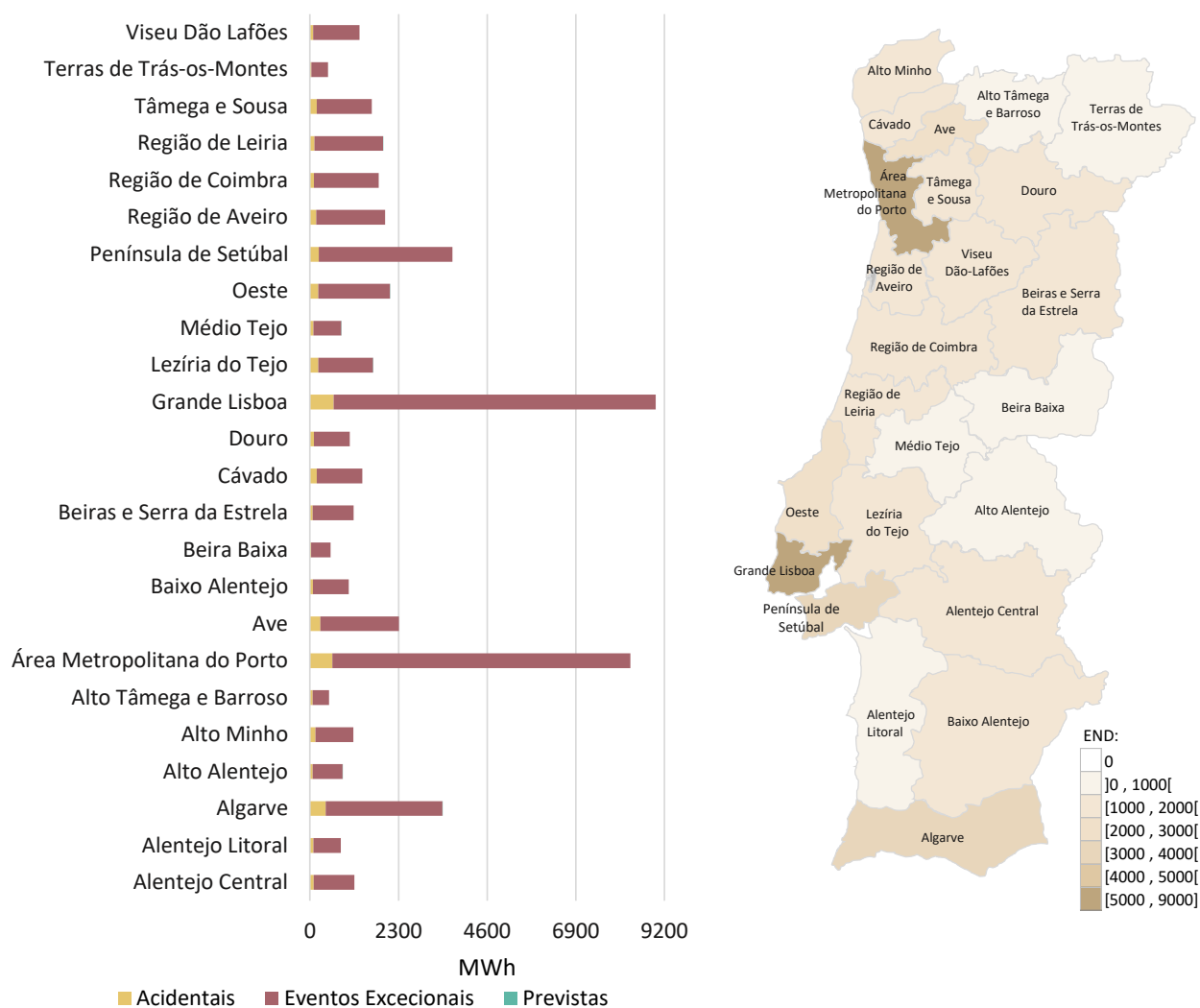




Figura 3-52 – SAIFI MT por NUTS III, em 2025

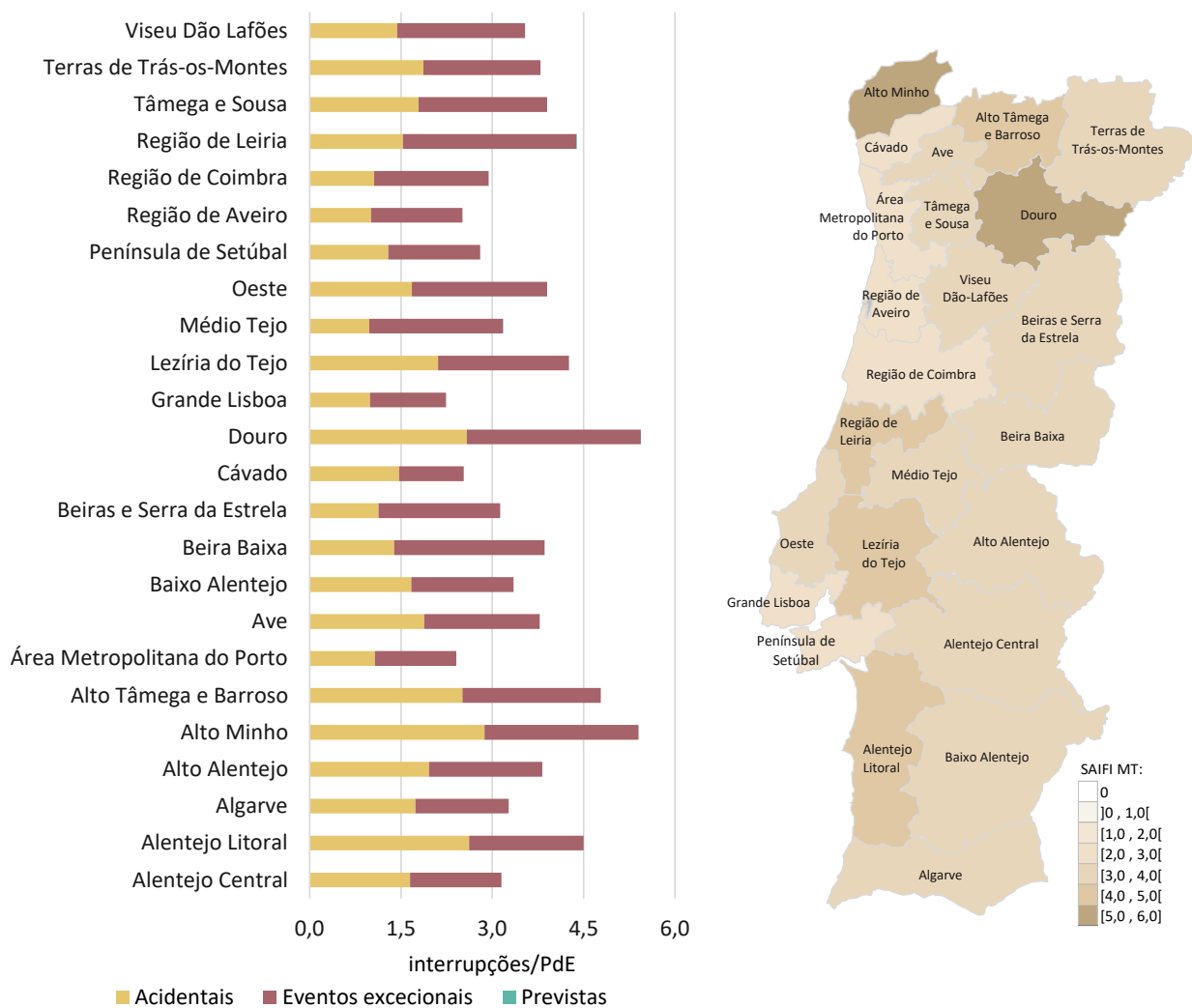




Figura 3-53 – TIEPI MT por NUTS III, em 2025

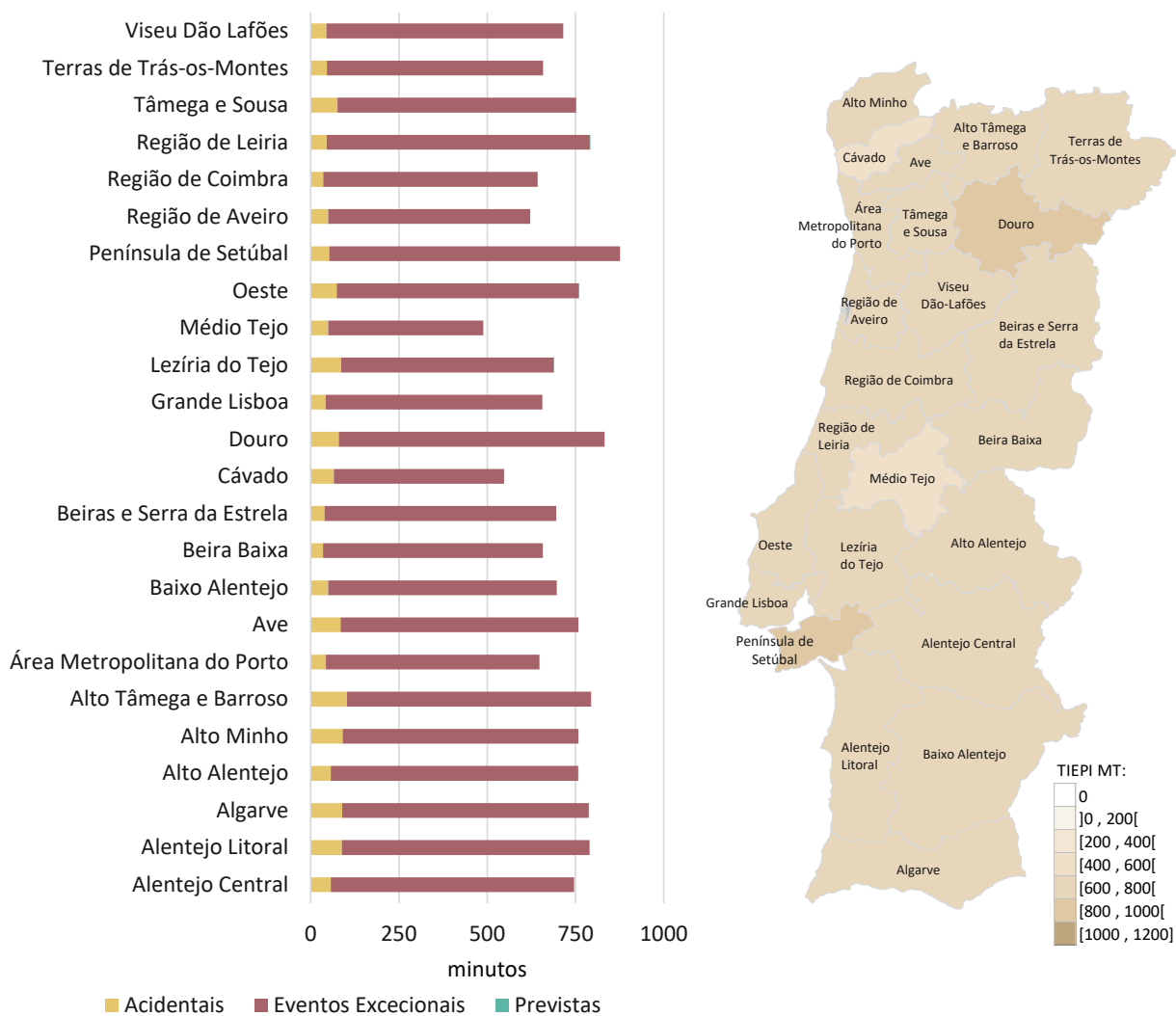




Figura 3-54 – SAIDI MT por NUTS III, em 2025

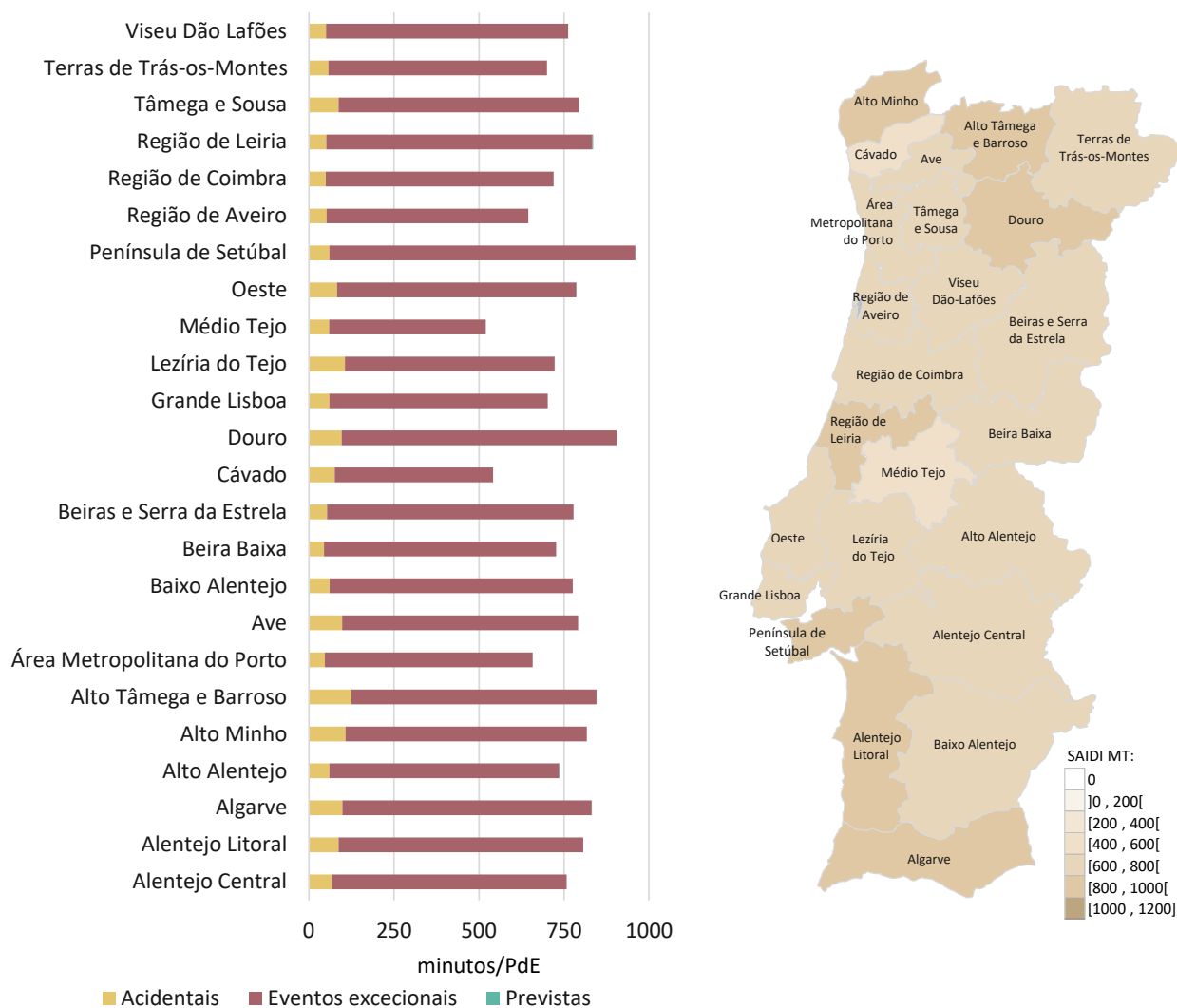




Figura 3-55 – MAIFI MT por NUTS III, em 2025

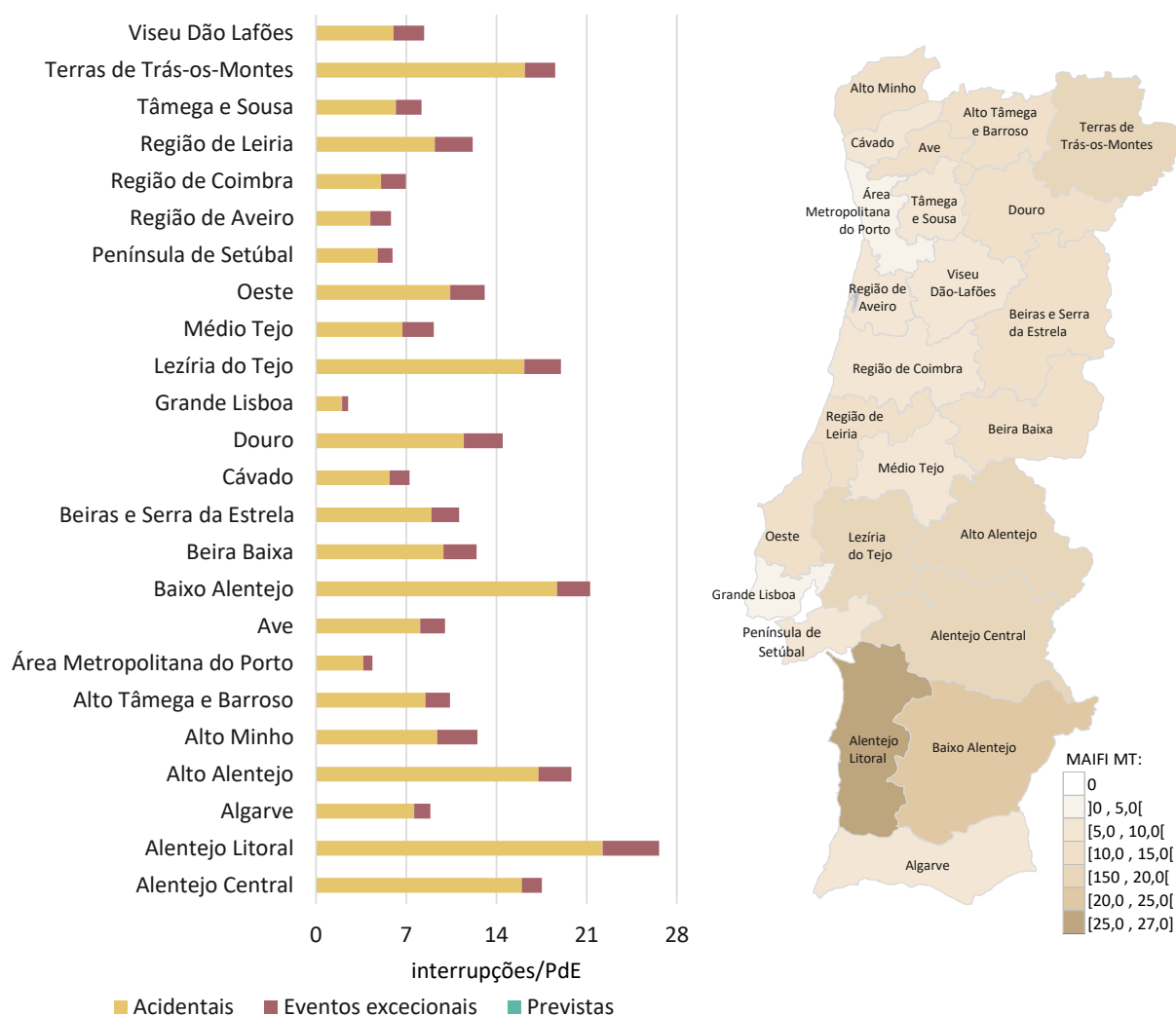




Figura 3-56 – SAIDI BT por NUTS III, em 2025

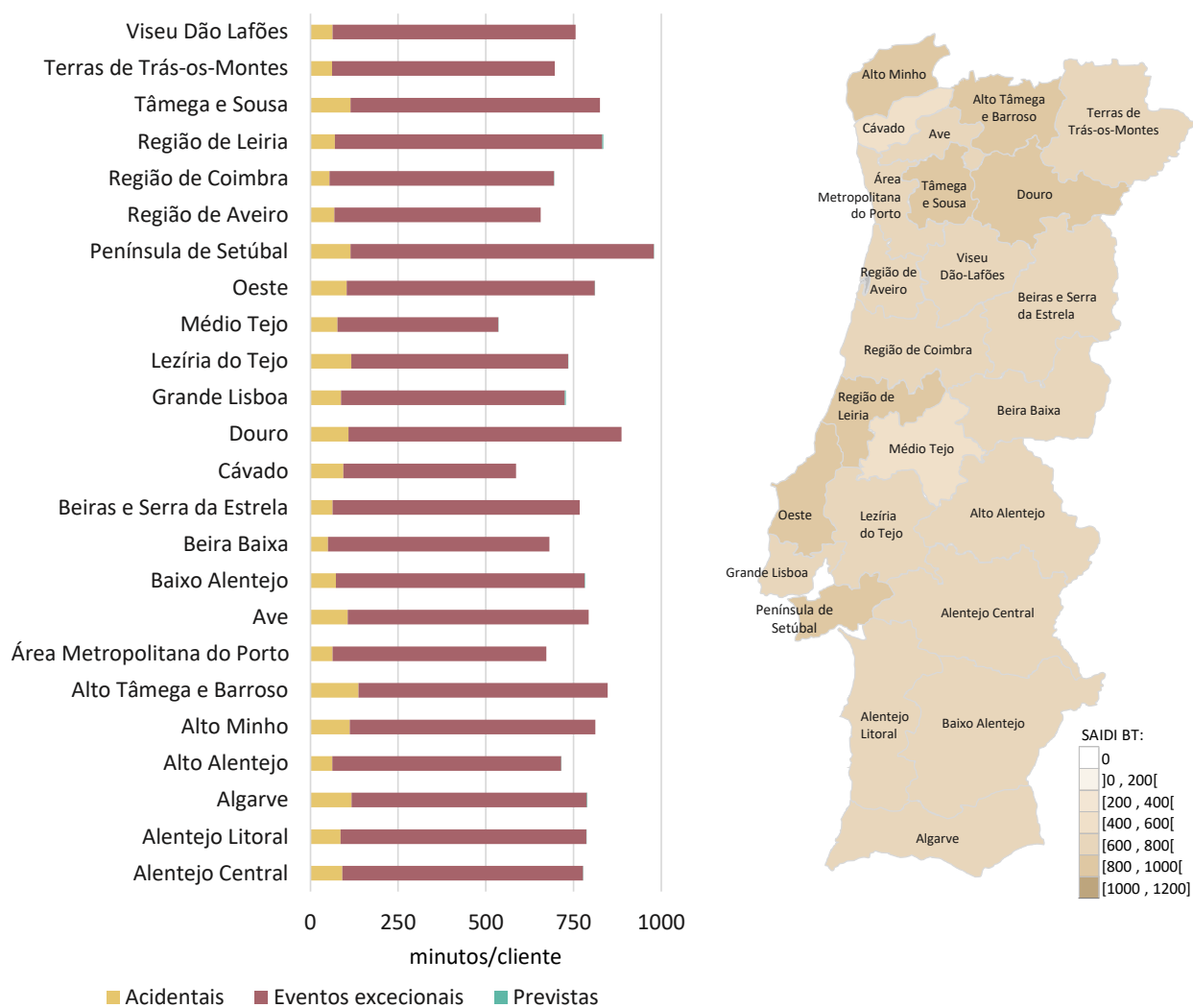
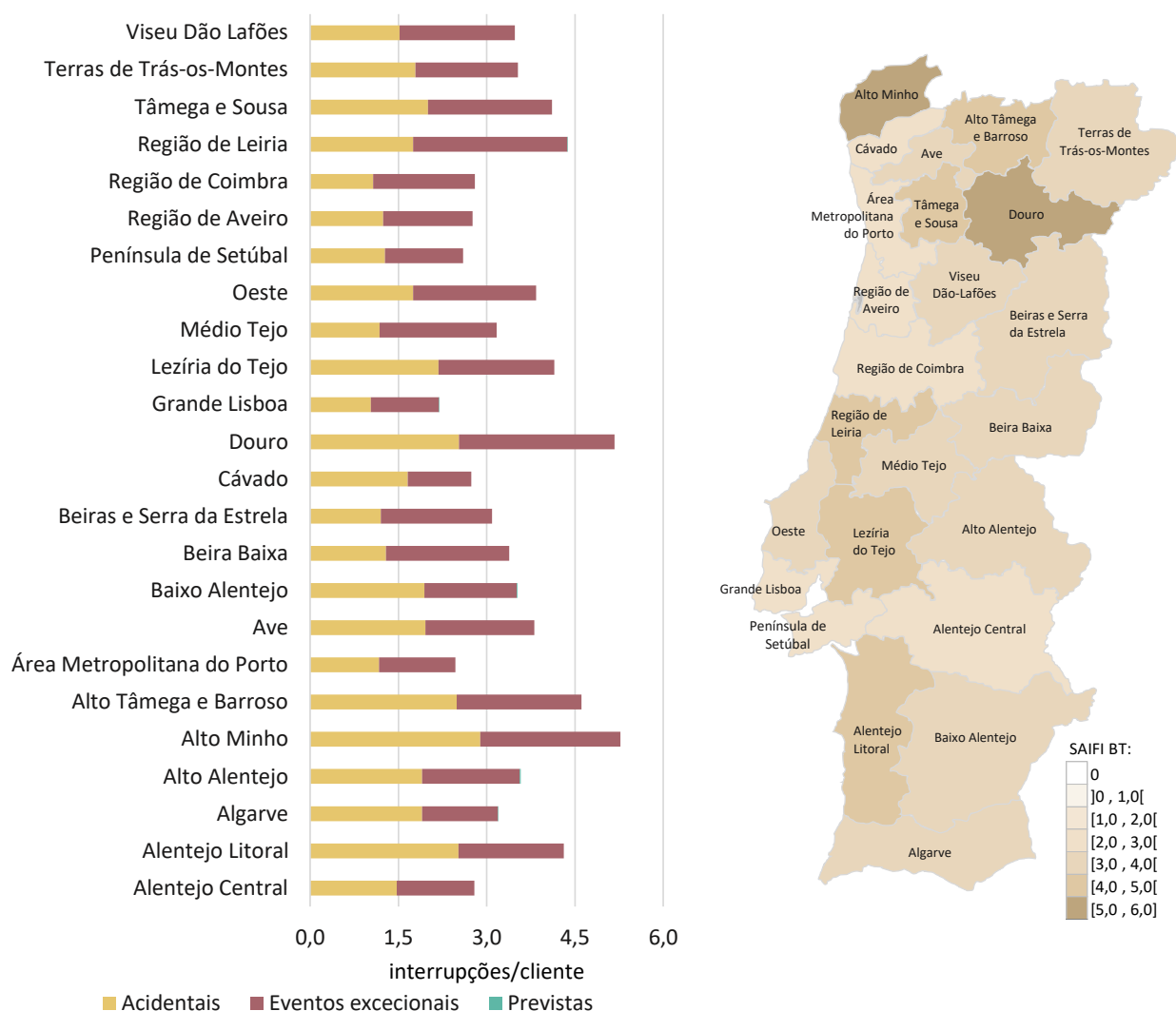




Figura 3-57 – SAIFI BT por NUTS III, em 2025



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2025, a ERSE aprovou a classificação de 279 ocorrências como eventos excepcionais¹³, na sequência de pedido fundamentado por parte da E-REDES. Os pedidos aprovados pela ERSE correspondem a cerca de 68% do total de pedidos submetidos pela E-REDES. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias.

De seguida apresenta-se uma breve descrição dos principais eventos submetidos a classificação como evento excecional.

¹³ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).





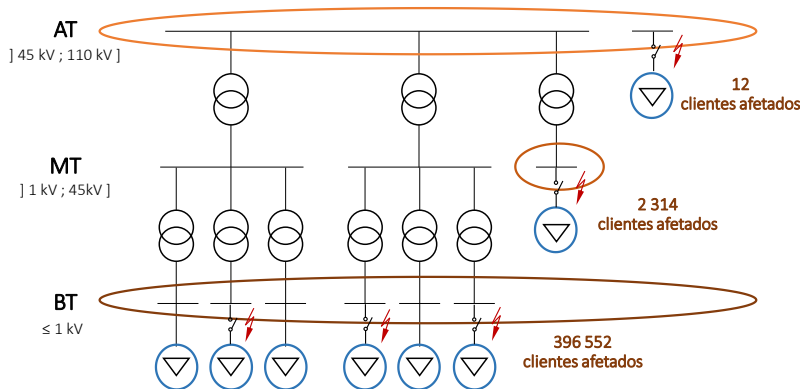
Depressão Hermínia – 26 a 28 de janeiro de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 26 e 28 de janeiro de 2025 teve origem em condições meteorológicas adversas, caracterizadas por precipitação intensa e persistente, por vezes acompanhada de trovoadas, bem como por vento forte a muito forte, com impacto generalizado em todo o território de Portugal continental. De acordo com o IPMA, registaram-se rajadas de vento muito fortes, com valores superiores a 100 km/h, que provocaram danos nas infraestruturas elétricas da RND.

Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais no terreno, mobilizando equipas próprias, prestadores de serviços externos e equipas de atendimento ao cliente. Foram ainda mobilizados 239 veículos, 36 geradores e outros equipamentos.

O incidente afetou 398 878 clientes ligados em AT, MT e em BT, conforme apresentado na [Figura 3-58](#).

Figura 3-58 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-14 – Impacto da depressão Hermínia nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 26 a 28 de janeiro de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,02
SAIDI AT (min/PdE)	2,39
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	248,43
TIEPI (min)	2,80
SAIFI MT (int./PdE)	0,10
SAIDI MT (min/PdE)	4,60
MAIFI MT (int./PdE)	0,36
SAIFI BT (int./cliente)	0,08
SAIDI BT (min/cliente)	3,79





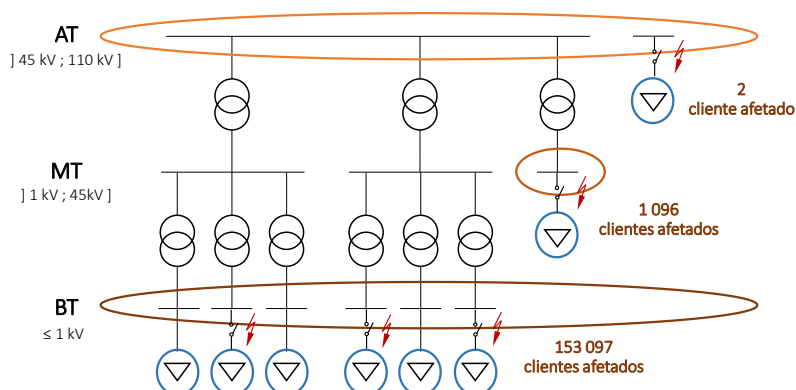
Depressão Ivo de 29 a 30 de janeiro de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 29 e 30 de janeiro de 2025 resultou de condições meteorológicas adversas de vento intenso e precipitação, acompanhada de granizo e trovoadas, que afetaram todas as regiões de Portugal continental, na sequência da passagem de uma superfície frontal fria associada à depressão Ivo. De acordo com o IPMA, registaram-se rajadas de vento muito fortes, entre 100 e 139 km/h no litoral e nas terras altas, causando danos nas infraestruturas elétricas da RND.

Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais, mobilizando recursos humanos e materiais adicionais, incluindo 113 veículos e 11 geradores.

O referido incidente afetou 154 195 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-59](#).

Figura 3-59 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-15 – Impacto da depressão Ivo nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 29 a 30 de janeiro de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,00
SAIDI AT (min/PdE)	0,00
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	101,20
TIEPI (min)	1,14
SAIFI MT (int./PdE)	0,03
SAIDI MT (min/PdE)	1,83
MAIFI MT (int./PdE)	0,14
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	1,35





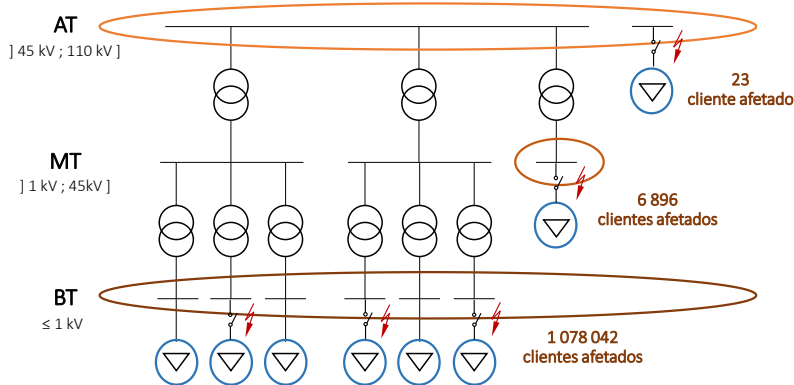
Depressão Martinho de 19 a 23 de março de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 19 e 23 de março de 2025 resultou da conjugação de condições meteorológicas excecionais associadas à passagem da depressão Martinho, que afetou de forma significativa todo o território de Portugal continental. Este fenómeno caracterizou-se por precipitação intensa e persistente e por vento fortes, tendo sido registadas, de acordo com o IPMA, rajadas máximas de vento entre 100 km/h e 181 km/h, valores que ultrapassaram a resistência mecânica prevista para condutores, apoios e outros equipamentos da RND.

Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais, mobilizando recursos humanos e materiais adicionais, incluindo 715 veículos e 113 geradores.

O incidente afetou 1 084 961 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-60](#).

Figura 3-60 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-16 – Impacto da depressão Martinho nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 19 a 23 de março de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,02
SAIDI AT (min/PdE)	5,94
MAIFI AT (int./PdE)	0,04
END (MWh)	2 312,10
TIEPI (min)	29,30
SAIFI MT (int./PdE)	0,36
SAIDI MT (min/PdE)	51,77
MAIFI MT (int./PdE)	0,53
SAIFI BT (int./cliente)	0,25
SAIDI BT (min/cliente)	44,74



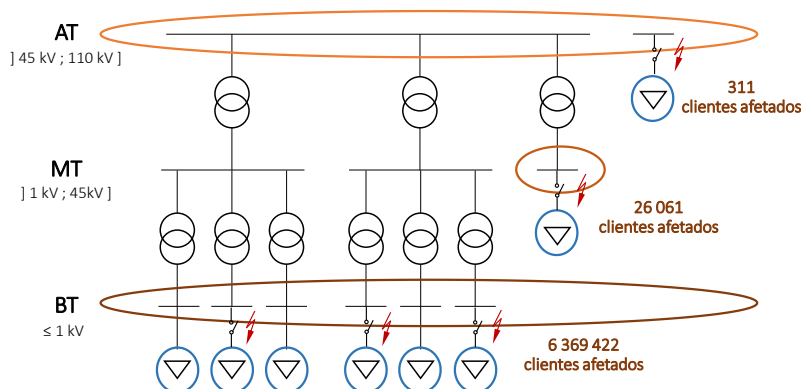


Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025

O evento excecional ¹⁴ de grande impacto ocorrido no dia 28 de abril de 2025, às 11:33, provocou uma interrupção generalizada do fornecimento de eletricidade na Península Ibérica. Em Portugal continental, a interrupção afetou todos os pontos de entrega da RNT e propagou-se a todos os níveis de tensão da RND, abrangendo 6 395 794 instalações de clientes ligados à AT, MT e BT (vd. [Figura 3-61](#)).

No momento do incidente, o SEN encontrava-se a importar energia do sistema elétrico espanhol, em conformidade com o programa de mercado. Na sequência da perda significativa de geração em Espanha, atuaram os sistemas de proteção, comando e controlo da RND, enquadrados no Plano Nacional de Deslastre Frequencimétrico, para restabelecer o equilíbrio entre o consumo e a geração, nos termos do artigo 15.º do Regulamento UE [2017/2196](#) da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um Código de Rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento. Contudo, face às características do incidente, marcadas por sobretensões na rede e pela consequente desligação em cascata de produtores, estes mecanismos revelaram-se insuficientes, conduzindo ao colapso do sistema elétrico.

Figura 3-61 – Número de clientes afetados por nível de tensão



¹⁴ [Relatório de análise ao pedido de classificação como evento excecional do incidente de grande impacto EREDES 2025 ABR TC 1](#)





Quadro 3-17 – Impacto do apagão ibérico nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 28 de abril de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,86
SAIDI AT (min/PdE)	514,79
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	42 121,42
TIEPI (min)	598,90
SAIFI MT (int./PdE)	0,99
SAIDI MT (min/PdE)	600,40
MAIFI MT (int./PdE)	0,03
SAIFI BT (int./cliente)	1,00
SAIDI BT (min/cliente)	601,36

Incêndios nas regiões Norte e Centro de 13 a 25 de agosto de 2025

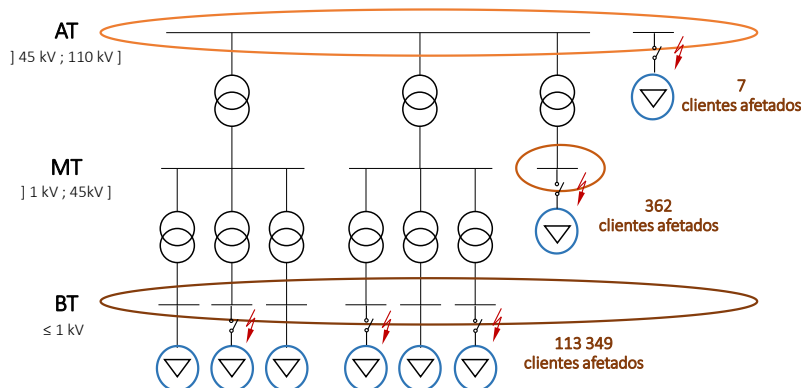
O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 13 e 25 de agosto de 2025 resultou de condições meteorológicas excecionalmente adversas, manifestadas por centenas de ignições diárias e pela propagação de incêndios rurais de grandes dimensões, com elevado poder destrutivo, que afetaram regiões Norte e Centro de Portugal continental. O IPMA classificou agosto de 2025 como um dos meses mais extremos das séries históricas, marcado por uma onda de calor prolongada. Os incêndios consumiram cerca de 189 mil hectares, provocaram quatro vítimas mortais, 48 feridos e causaram danos significativos na rede elétrica, incluindo a destruição de linhas aéreas de AT, MT e BT, interruptores telecomandados de MT (OCR3) e postos de transformação.

Durante o evento vigoraram a Situação de Alerta, declarada pelo Governo da República Portuguesa, o Estado de Prontidão Especial de nível IV, determinado pela Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil, e foi ativado o Mecanismo Europeu de Proteção Civil para mobilizar meios internacionais de apoio ao combate aos incêndios rurais.

Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais, mobilizando recursos humanos e materiais adicionais, incluindo 106 veículos e 22 geradores.

O referido incidente afetou 113 718 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-59](#).



**Figura 3-62 – Número de clientes afetados por nível de tensão****Quadro 3-18 – Impacto dos incêndios nos indicadores de continuidade de serviço**

Indicador geral	Evento de 13 a 25 de agosto de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	1,70
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	118,56
TIEPI (min)	1,71
SAIFI MT (int./PdE)	0,05
SAIDI MT (min/PdE)	4,30
MAIFI MT (int./PdE)	0,06
SAIFI BT (int./cliente)	0,04
SAIDI BT (min/cliente)	2,92

Trovoadas em Portugal continental de 4 a 5 de novembro de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 4 e 5 de novembro de 2025 resultou da passagem de uma superfície frontal fria de forte atividade que atravessou o território de Portugal continental, provocando precipitação intensa, trovoadas e vento de elevada intensidade. O fenómeno atingiu maior severidade durante a madrugada de dia 5 de novembro de 2025, com rajadas de vento entre 100 km/h e 167 km/h e uma atividade de descargas elétricas atmosféricas (DEA) anormalmente elevada. De acordo com o IPMA, foram registadas mais de 30 000 DEA em menos de 12 horas, tendo esse número ultrapassado as 47 000 DEA no período de 24 horas.

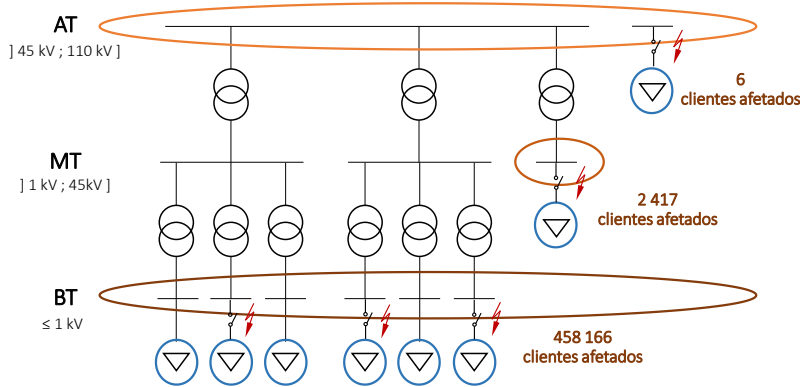
Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais, mobilizando recursos humanos e materiais adicionais, incluindo 314 veículos e 38 geradores.





O referido incidente afetou 460 589 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-59](#).

Figura 3-63 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-19 – Impacto das trovoadas nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 4 e 5 de novembro de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	0,02
MAIFI AT (int./PdE)	0,07
END (MWh)	224,13
TIEPI (min)	2,87
SAIFI MT (int./PdE)	0,13
SAIDI MT (min/PdE)	5,38
MAIFI MT (int./PdE)	0,31
SAIFI BT (int./cliente)	0,08
SAIDI BT (min/cliente)	3,69

Depressão Cláudia de 12 a 16 de novembro de 2025

O evento excecional de grande impacto ocorrido entre os dias 12 e 16 de novembro de 2025 resultou da passagem da Depressão *Cláudia*, que provocou condições meteorológicas extremas em todo o território de Portugal continental, caracterizadas por precipitação intensa e persistente, acompanhada de vento muito forte, destacando-se a ocorrência de fenómenos severos, designadamente:

- Tornados no Algarve, com rajadas de vento até 220 km/h;
- *Downbursts*, em especial nas regiões Centro e Sul, com rajadas superiores a 110 km/h, incluindo um episódio em Falagueira/Nisa, onde as rajadas foram na ordem dos 220 km/h.





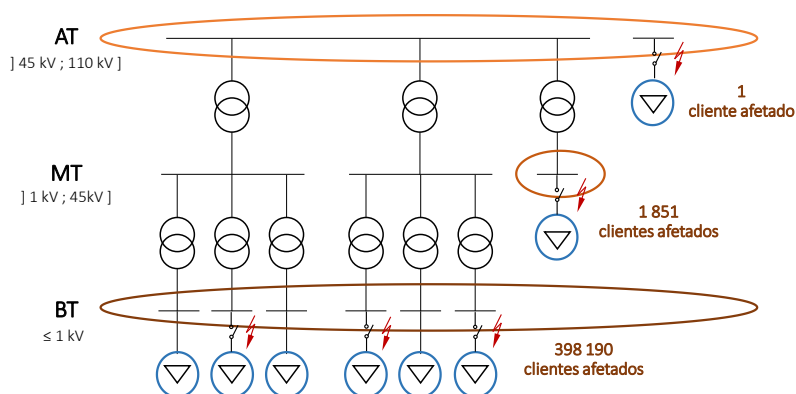
A precipitação acumulada foi muito elevada, superando 250 mm, com maior incidência nos distritos do litoral Norte e Centro e na região de Lisboa e Vale do Tejo. Registaram-se ainda episódios de granizo de grande dimensão (diâmetro superior a 3 cm) e atividade elétrica intensa.

O fenómeno meteorológico provocou inúmeras ocorrências, designadamente quedas de árvores e de estruturas, projeção de ramos, inundações imprevisíveis, aluimento de terras e salvamentos aquáticos e terrestres, causando danos nas infraestruturas da RND e interrupções no fornecimento de energia.

Para mitigar o impacto do evento e repor o fornecimento de energia elétrica, a E-REDES reforçou os meios operacionais, mobilizando recursos humanos e materiais adicionais, incluindo 268 veículos e 21 geradores.

O referido incidente afetou 400 042 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na [Figura 3-59](#).

Figura 3-64 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-20 – Impacto da depressão Cláudia nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 12 a 16 de novembro de 2025
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,00
SAIDI AT (min/PdE)	0,00
MAIFI AT (int./PdE)	0,03
END (MWh)	195,04
TIEPI (min)	2,50
SAIFI MT (int./PdE)	0,08
SAIDI MT (min/PdE)	3,49
MAIFI MT (int./PdE)	0,33
SAIFI BT (int./cliente)	0,07
SAIDI BT (min/cliente)	3,62



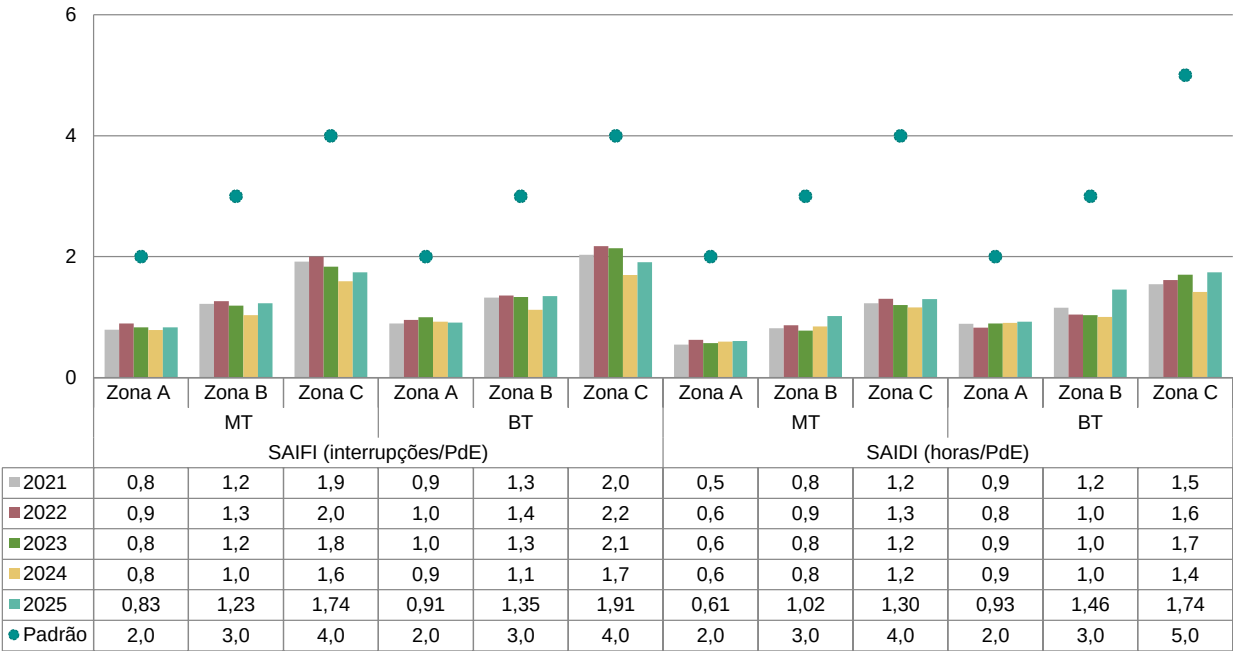


3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

O RQS estabelece padrões gerais de continuidade de serviço para os indicadores SAIFI e SAIDI, em MT e BT.

A Figura 3-65 apresenta os valores registados entre 2021 e 2025 para os indicadores gerais de continuidade de serviço para MT e para BT, bem como os respetivos padrões em vigor, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C). Recorda-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excecionais.

Figura 3-65 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2025



Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, em MT e em BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

O Quadro 3-21 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2025 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2026.





À semelhança do sucedido na verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais, foram excluídas as consequências dos eventos classificados como eventos excepcionais.

Quadro 3-21 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2025

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor a deduzir às tarifas de acesso às redes (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0	0,00
		B	0	0	0,00
		C	0	0	0,00
		Total	0	0	0
	MT	A	0	0	0,00
		B	2	50,90	0,00
		C	17	763,50	0,00
		Total	19	814,40	0,00
	BTE	A	0	0	0,00
		B	0	0	0,00
		C	1	25,45	0,00
		Total	1	25,45	0,00
	BTN	A	1	5,09	0,00
		B	9	10,99	0,00
		C	4	5,08	0,00
		Total	14	21,16	0,00
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	1	3 766,78	0,00
		Total	1	3 766,78	0
	MT	A	118	71 285,25	0,15
		B	103	40 129,30	0,04
		C	210	44 602,01	0,06
		Total	431	156 016,56	0,25
	BTE	A	338	29 049,75	0,00
		B	155	20 891,61	1,58
		C	125	18 048,53	0,00
		Total	618	67 989,89	1,58
	BTN	A	43 997	477 234,74	1 032,43
		B	39 592	699 273,47	950,06
		C	26 509	689 574,77	355,88
		Total	110 098	1 866 082,98	2 338,37
Total		111 182	2 094 717,22	2 340,20	





Em 2025, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 111 182, sendo a maioria observada em clientes de baixa tensão normal (BTN). As compensações pagas aos clientes ascenderam a 2 094 717 euros, enquanto foram devolvidos à tarifa¹⁵ cerca de 2 340 euros. Em comparação, no ano de 2024 ocorreram 72 461 incumprimentos, com pagamentos de compensações aos clientes no valor de 992 686 euros e devoluções à tarifa de 1 239 euros.

Em termos percentuais, o número total de incumprimentos aumentou 53,44% face a 2024, enquanto o montante das compensações pagas aos clientes praticamente duplicou em relação ao ano anterior.

3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RQS prevê um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que define penalidades e aumentos de proveitos permitidos ao operador da RND. Este incentivo tem um duplo objetivo:

- ⚡ O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da Componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001 tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003. A Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende do valor da energia não distribuída, sendo considerada a totalidade das interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem em razões de segurança, com origem na RNT e as classificadas pela ERSE como Eventos Excecionais.
- ⚡ O segundo objetivo do mecanismo é melhorar a continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Assim, a Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT.

Para determinar o valor do indicador SAIDI MT para efeitos da Componente 2 são tidos em consideração os seguintes critérios:

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais que afetem instalações de consumo, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as

¹⁵ Sempre que o montante das compensações individuais a pagar a cada cliente seja inferior a 0,50 €, esse valor é considerado para efeitos tarifários, sendo deduzido nas tarifas de acesso às redes.





interrupções com origem em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:

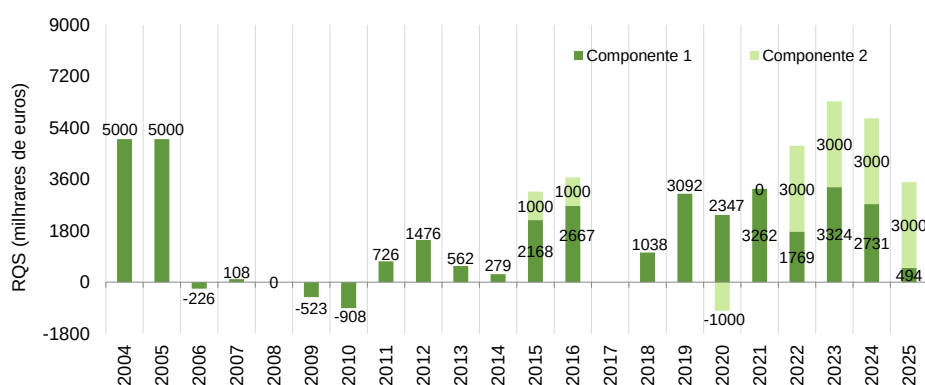
- Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores,
- Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como evento excecional,
- Interrupções causadas por razões de segurança,
- Interrupções com origem na rede nacional de transporte.

b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês,

c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, nas suas duas componentes, são apresentados na [Figura 3-66](#).

Figura 3-66 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 42 436 GWh de energia distribuída e de 56,04 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 4,52 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) de cerca de 0,5 milhões de euros no ano de 2025. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 309,21 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT (SAIDI MT 5%), o valor do montante obtido foi de três milhões de euros no ano de 2025.





Salienta-se ainda que no ano 2017, o procedimento de decisão sobre a classificação como evento excecional de dois eventos foi suspenso, inviabilizando o apuramento do valor do incentivo à continuidade de serviço em ambas as componentes.

Finalmente, para os anos 2018 e 2019, uma vez que a componente 2 tem em consideração os valores do indicador de continuidade de serviço SAIDI MT registados nos últimos três anos e dado que o valor do SAIDI MT 2017 não foi ainda determinado, a componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente aos anos de 2018 e de 2019.

3.4.6 CONCLUSÕES

Em 2025, verificou-se uma degradação dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RND face ao ano anterior. Esta evolução foi determinada, sobretudo, pela ocorrência de sete eventos excecionais de grande impacto registados ao longo do ano, com especial destaque para o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, que teve um impacto sem precedentes na qualidade de serviço da RND. Este incidente teve uma duração total de cerca de 36,4 horas e provocou a interrupção do fornecimento de energia elétrica à totalidade dos clientes ligados aos diferentes níveis de tensão.

Apesar do agravamento dos indicadores gerais de continuidade de serviço, todos os padrões gerais estabelecidos no RQS foram cumpridos, quer para a rede MT, quer para a rede BT, nas três zonas de qualidade de serviço. Na avaliação destes padrões são consideradas as interrupções acidentais longas, sendo excluídas as interrupções classificadas como eventos excecionais.

Ao nível dos padrões individuais de continuidade de serviço, registaram-se 111 182 incumprimentos em 2025, correspondendo a um aumento de cerca de 53% face ao ano anterior. No que respeita às compensações pagas aos clientes, o valor global ascendeu a aproximadamente 2,1 milhões de euros, o que representa o dobro do montante pago no ano anterior.





3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER

Para as redes de distribuição de BT, está estabelecido o cálculo de dois indicadores, o SAIFI BT e o SAIDI BT e devem ser consideradas todas as interrupções, independentemente da sua origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalações de cliente, não interrompam outros clientes. Na [Figura 3-67](#) e na [Figura 3-68](#) apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT

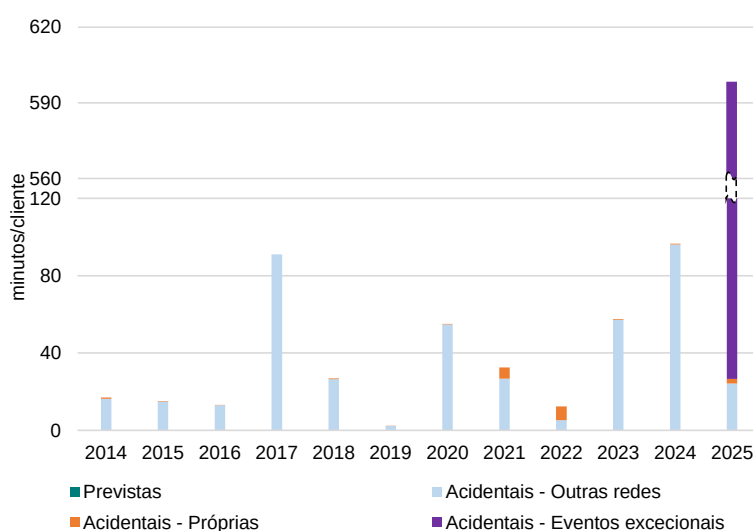
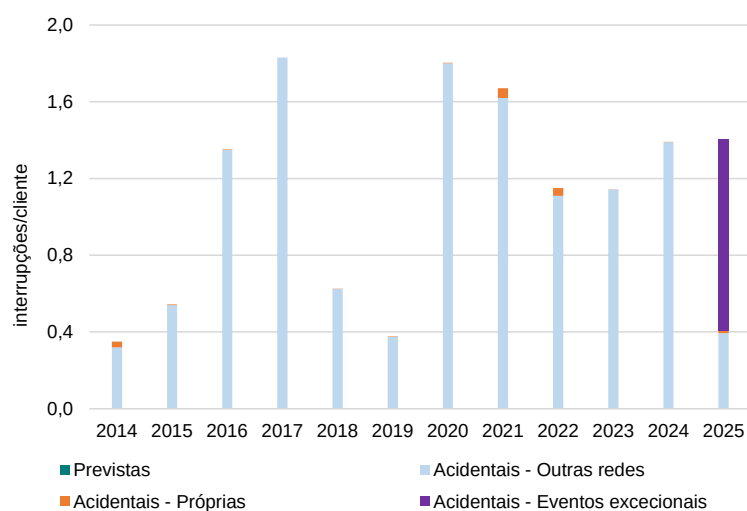


Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2025, a A Celer foi afetada apenas por interrupções acidentais. As interrupções associadas ao evento excecional resultante do apagão ibérico de 28 de abril de 2025





contribuíram significativamente para o desempenho dos indicadores de continuidade de serviço, representando cerca de 95,6% e 91,7% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 598,39 minutos/cliente e 1,40 interrupções/cliente.

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, verificou-se que estes padrões foram cumpridos, sendo que a totalidade dos clientes tem classificação de zona B.





3.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA

Em 2025, a C.P. de Valongo do Vouga foi afetada por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes, bem como por interrupções associadas ao evento excecional de 28 de abril de 2025. No conjunto das interrupções, os indicadores SAIDI BT e SAIFI BT registaram, respetivamente, 783,53 minutos/cliente (Figura 3-69) e SAIFI BT de 3,70 interrupções/cliente (Figura 3-70).

Figura 3-69 – Evolução do SAIDI BT

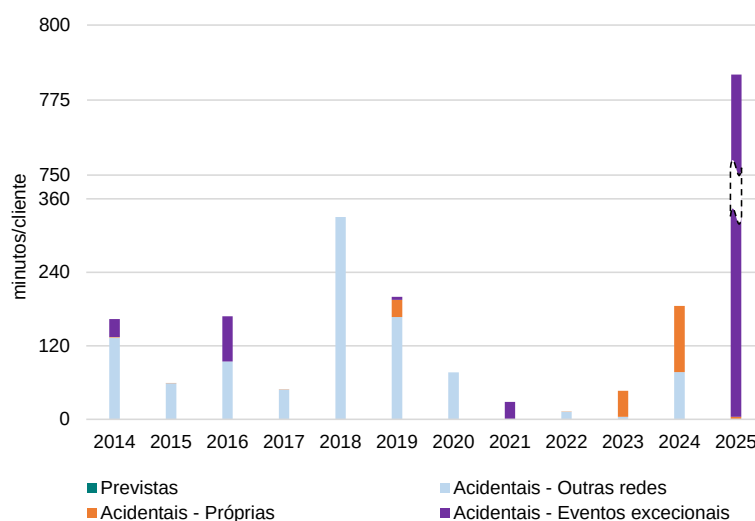
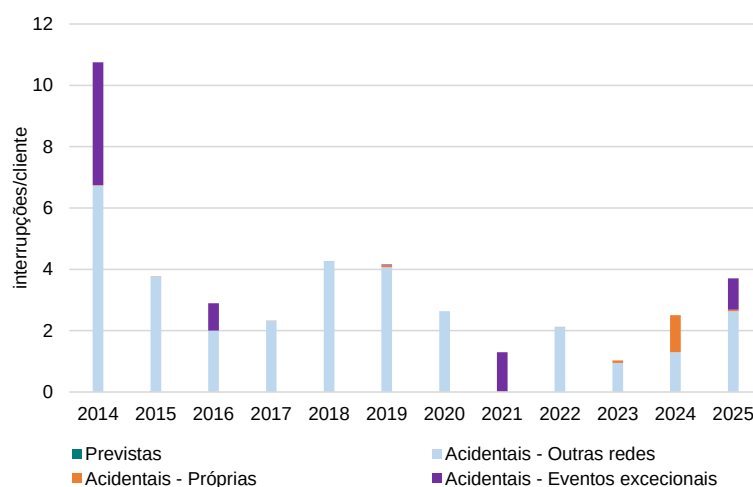


Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT



No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, verificou-se que estes padrões foram cumpridos, sendo que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

A C.E. de Loureiro foi afetada em 2025 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções acidentais, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 640,79 minutos/cliente e 3,50 interrupções/cliente, conforme apresentado na [Figura 3-71](#) e na [Figura 3-72](#).

Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT

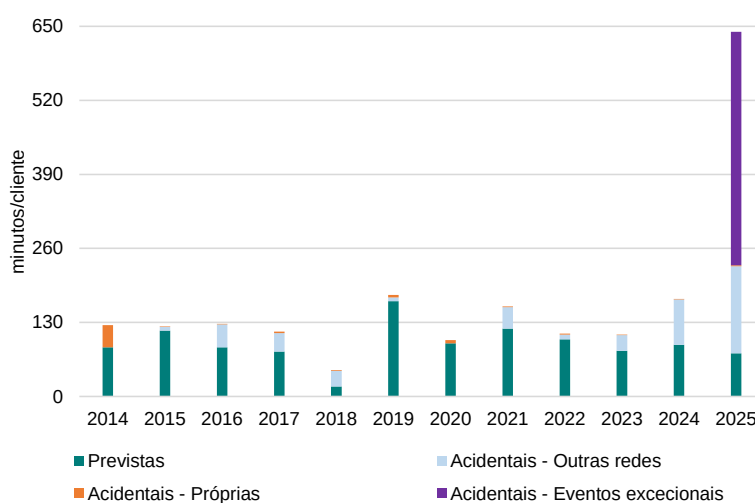
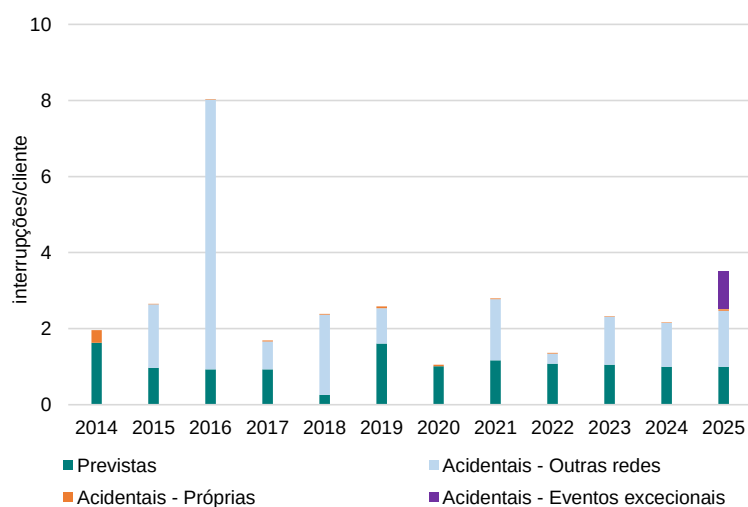


Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT



Em 2025, verificou-se um agravamento dos indicadores gerais de continuidade de serviço em BT da C.E. de Loureiro, refletido pelo aumento dos valores dos indicadores SAIFI BT e, de forma mais expressiva, SAIDI BT.





Esta evolução foi influenciada, sobretudo, pelo apagão ibérico ocorrido em 28 de abril de 2025, cujo impacto condicionou significativamente os resultados anuais dos indicadores da C.E. de Loureiro. Este evento representou cerca de 28% do valor anual do SAIFI BT e 64% do valor anual do SAIDI BT.

Para além do apagão ibérico, os resultados dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT foram também influenciados por uma interrupção acidental ocorrida no primeiro trimestre de 2025, com origem na rede de MT, a qual contribuiu adicionalmente para o agravamento dos indicadores gerais de continuidade de serviço.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2025, a totalidade dos clientes tem classificação de zona C, tendo sido cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.





3.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE

Em 2025, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 734,47 minutos/cliente, [Figura 3-73](#), e de SAIFI BT de 6,43 interrupções/cliente, [Figura 3-74](#), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

A CEVE informou ainda que, em 2025, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT

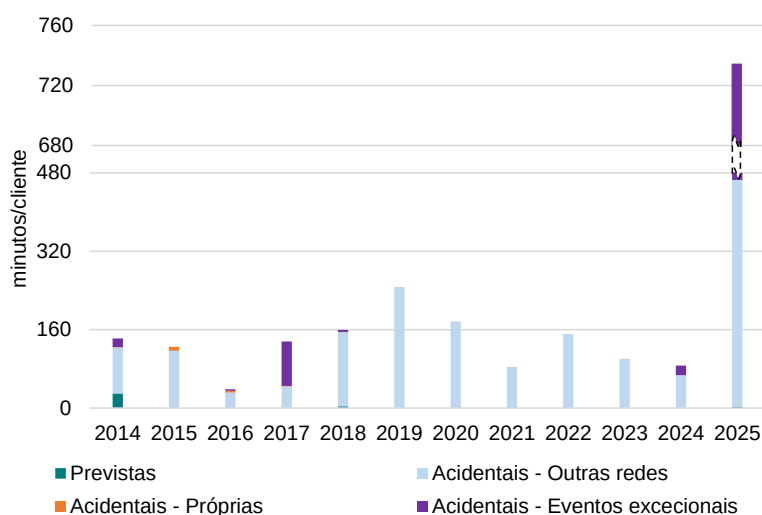
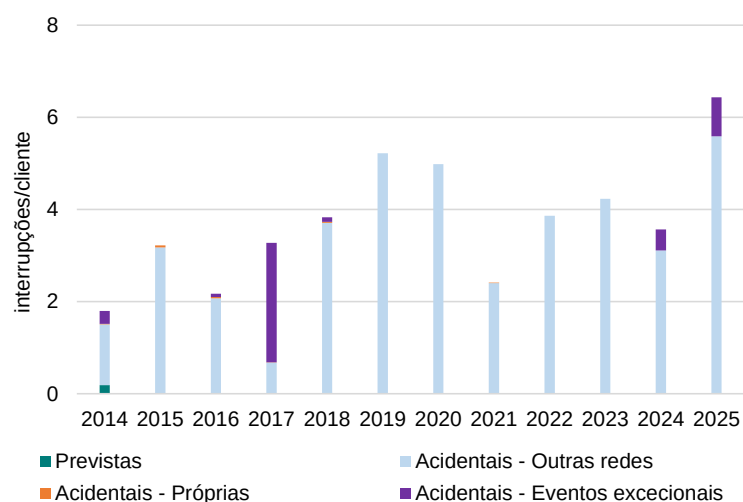


Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT





3.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO

Em 2025, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 678,04 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-75, e um valor SAIFI BT de 3,55 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-76.

Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT

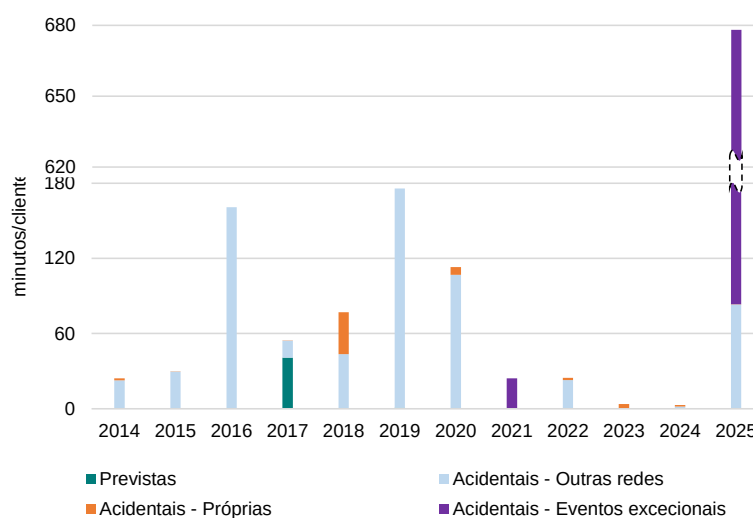
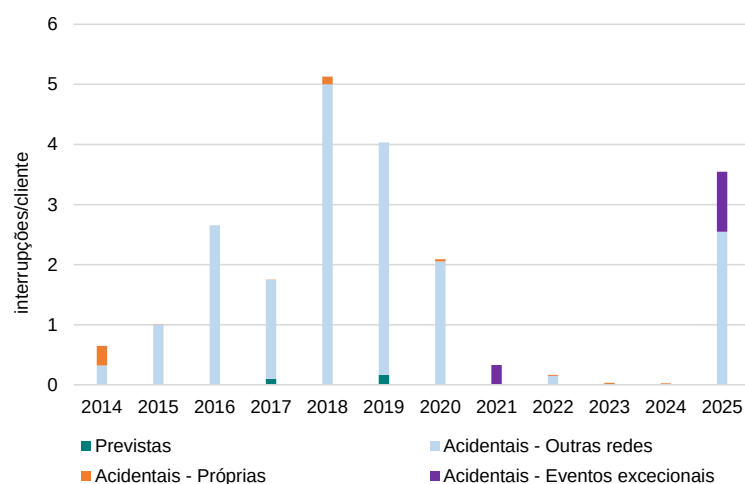


Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2025, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.10 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ

Em 2025, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 639,13 minutos/cliente (Figura 3-77) e de SAIFI BT de 3,54 interrupções/cliente (Figura 3-78), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-77 – Evolução do SAIDI BT

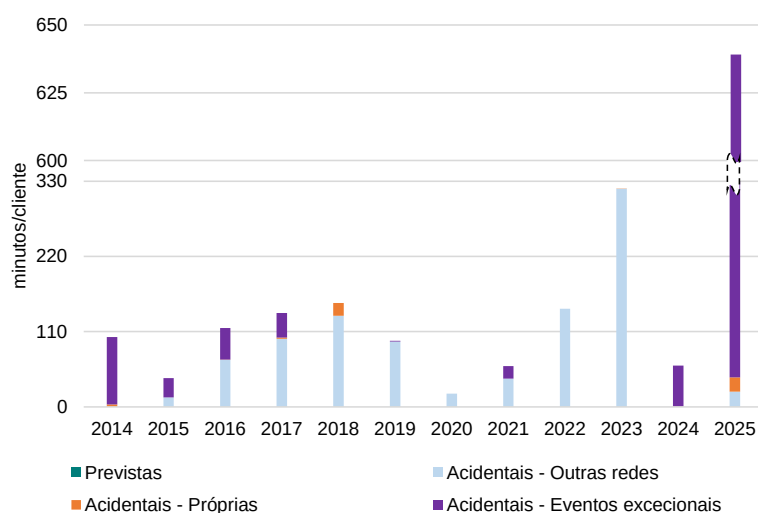
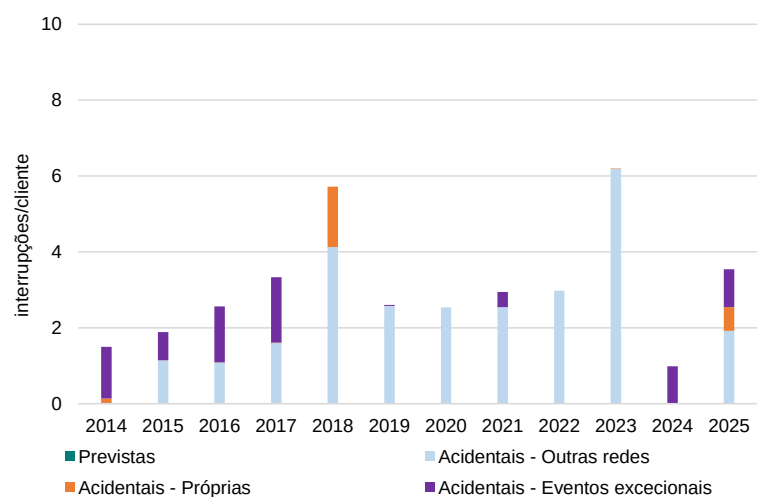


Figura 3-78 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa a 2025, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Todos os clientes se encontram na zona C.





3.11 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS

Em 2025, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou um valor total de SAIDI BT de 786,76 minutos/cliente (Figura 3-79) e de SAIFI BT de 5,24 interrupções/cliente (Figura 3-80), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-79 – Evolução do SAIDI BT

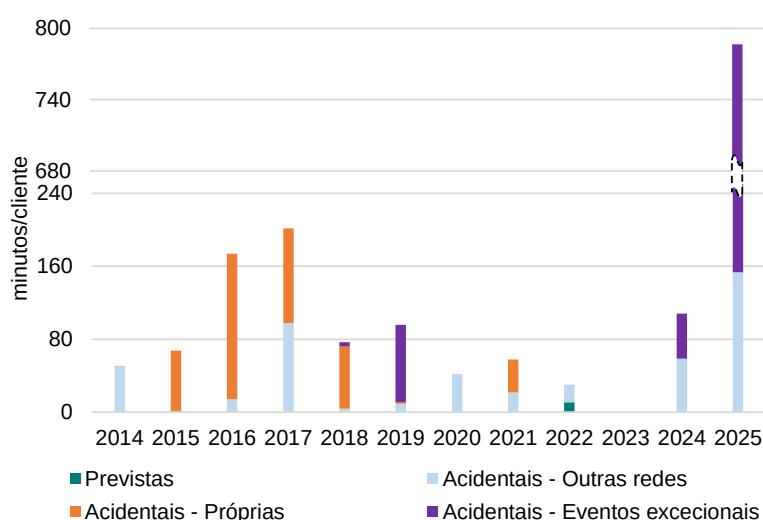
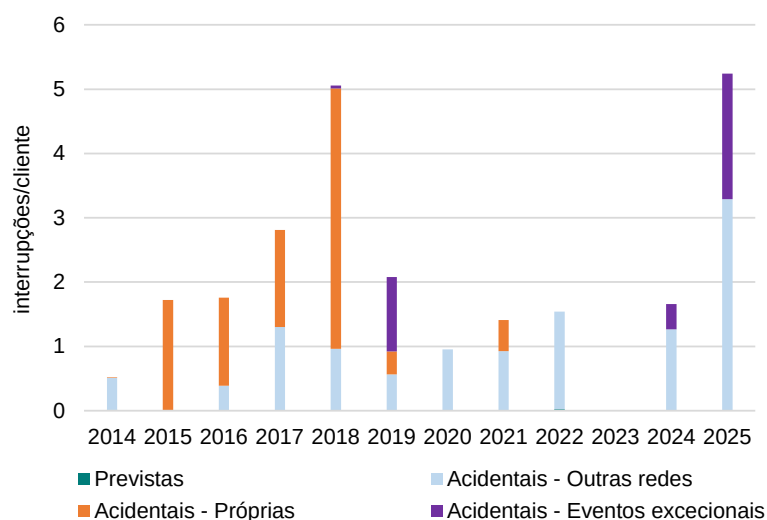


Figura 3-80 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pel' A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2025, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.





3.12 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO

Em 2025, a J.F. de Cortes do Meio registou apenas um incidente associado ao apagão ibérico de 28 de abril de 2025 que interrompeu a totalidade dos clientes ligados à sua rede de distribuição de baixa tensão, sendo os valores dos indicadores SAIDI BT de 649,00 minutos/cliente (Figura 3-81) e SAIFI BT de 1,00 interrupções/cliente (Figura 3-82).

Figura 3-81 – Evolução do SAIDI BT

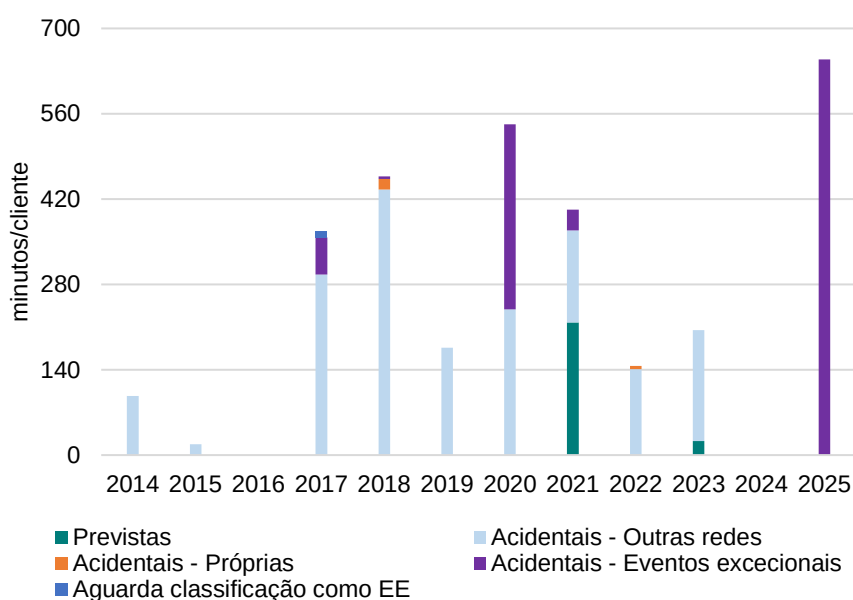
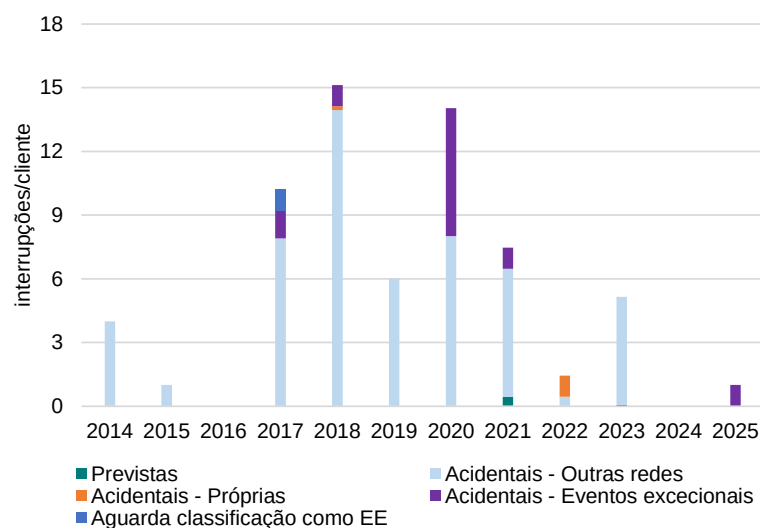


Figura 3-82 – Evolução do SAIFI BT





De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa a 2025, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.





3.13 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2025, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 744,68 minutos/cliente (Figura 3-83) e de SAIFI BT de 3,27 interrupções/cliente (Figura 3-84), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-83 – Evolução do SAIDI BT

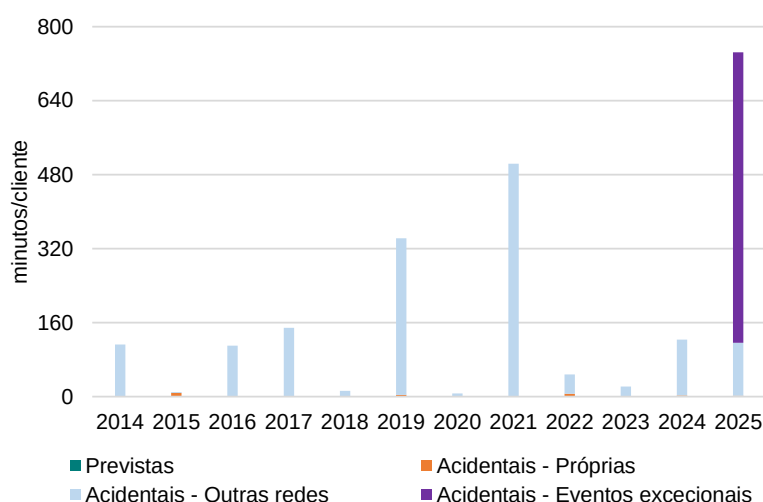
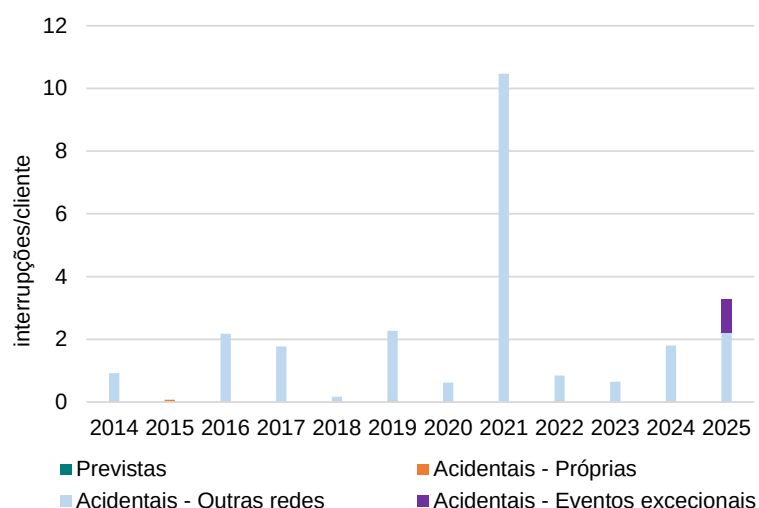


Figura 3-84 – Evolução do SAIFI BT



A degradação dos indicadores de continuidade de serviço foi essencialmente marcada pelo evento excecional associado ao apagão ibérico de 28 de abril de 2025. De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2025, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona B.





3.14 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2025, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 738,63 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 2,45 interrupções/cliente (incluindo todas as interrupções), considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-85 – Evolução do SAIDI BT

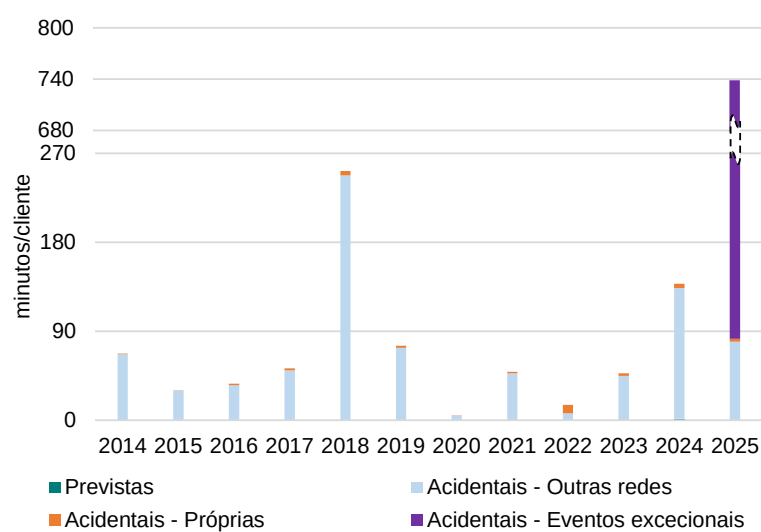
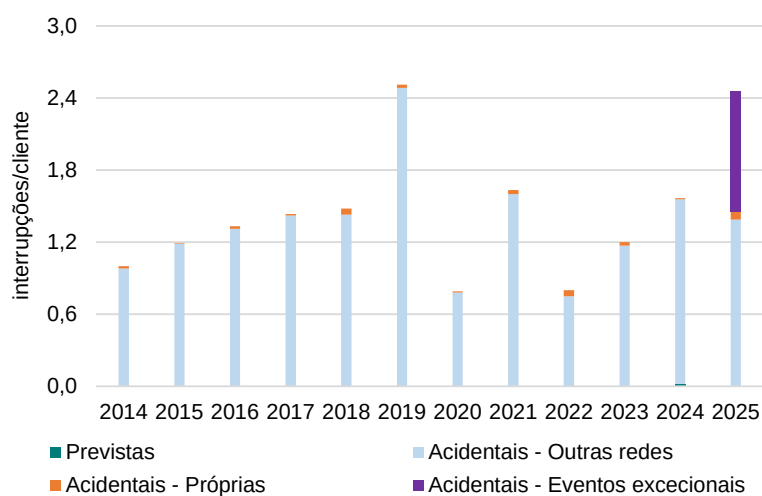


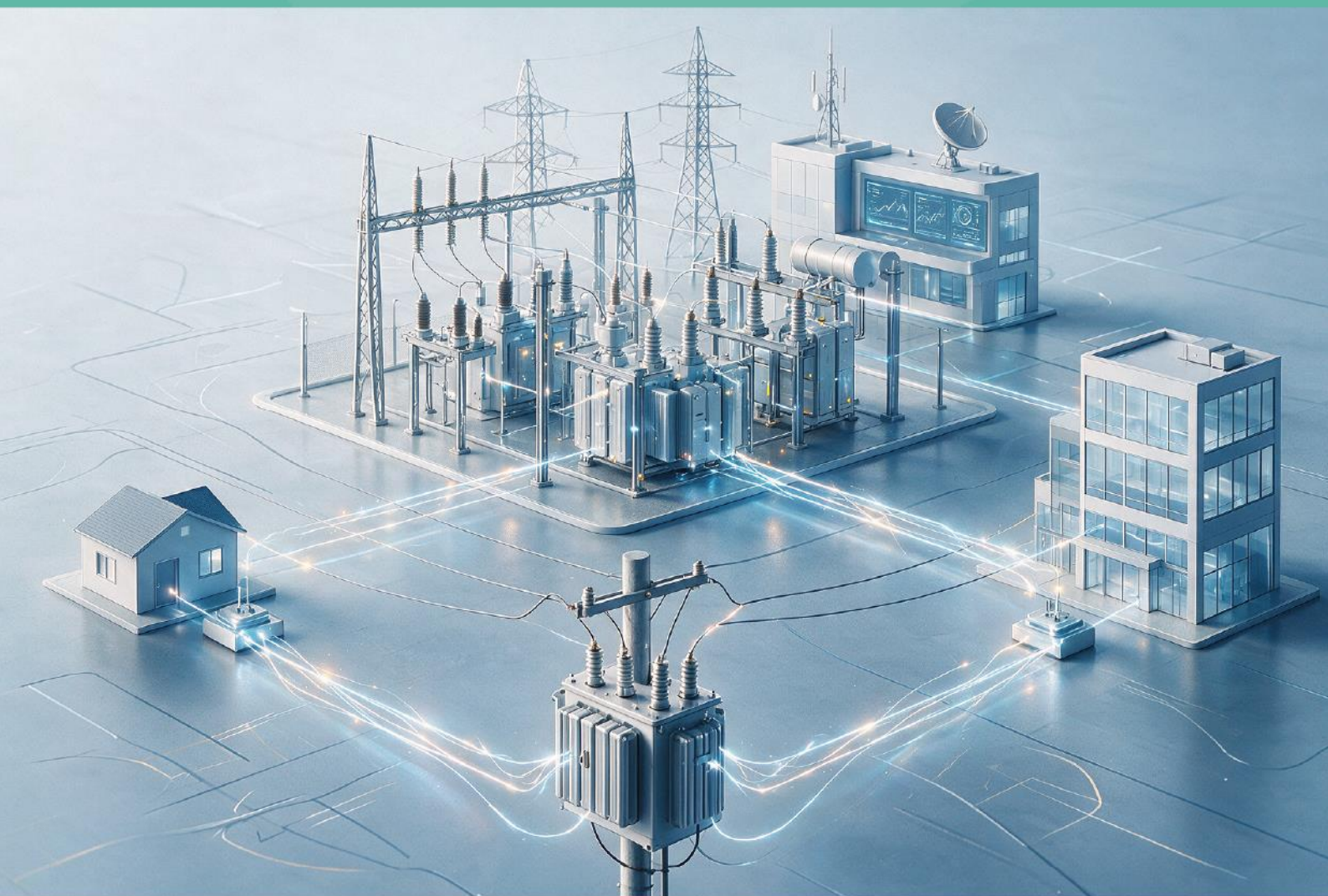
Figura 3-86 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2025, a CESSN cumpriu os padrões individuais de continuidade de serviço, realçando-se que a totalidade dos clientes se encontram em zona C.



4. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA





4 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

As instalações ligadas às redes de transporte ou de distribuição têm à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo, em condições normais de exploração. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe um conjunto de fatores indutores de alterações nas características nominais da onda de tensão e que, consequentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

Os fenômenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão podem ter origem na própria rede, nos produtores de energia, em instalações de clientes (tipicamente clientes industriais) e ainda nas interligações com outras redes.

A maioria dos fenômenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão são identificáveis, existindo atualmente soluções técnicas para a sua mitigação, a implementar tanto na instalação dos clientes como nas redes.

A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para serem suportados pela generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão. Neste sentido, tem-se fomentado uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes (conforme estabelecido no RQS e na norma NP EN 50160) e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos.

De modo a identificar situações de não conformidade dos requisitos mínimos de qualidade da onda de tensão, encontra-se estabelecida a necessidade de concretização de um plano de monitorização das principais características da onda de tensão, incluindo fenômenos contínuos, tais como a frequência, o valor eficaz da tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica, e eventos de tensão, como é o caso das cavas de tensão e das sobretensões. Para verificação





dessas características e limites, o RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente à ERSE o referido plano de monitorização da qualidade da energia elétrica. Esse plano deve conter a descrição e justificação das ações de monitorização que se propõem realizar, nomeadamente no que diz respeito aos pontos de rede selecionados e à duração das ações de monitorização. No caso da RNT, o RQS estabelece que a totalidade dos pontos de entrega dessa rede passa a estar abrangida por monitorização permanente.

De acordo com a norma NP EN 50160, a caracterização da qualidade da onda de tensão é realizada com base na análise de fenómenos contínuos e de eventos de tensão. Os fenómenos contínuos analisados nas redes e para os quais estão estabelecidos valores limite no RQS são os seguintes:

- ⚡ frequência,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Os eventos de tensão correspondem a desvios súbitos e significativos da forma de onda de tensão normal ou desejada que ocorrem devido a manobras de rede ou a eventos imprevisíveis, como sejam defeitos com as mais variadas origens (atmosféricos, ações de terceiros, instalações de clientes, outros). Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes são os seguintes:

- ⚡ cavas de tensão,
- ⚡ sobretensões (*swells*).

Atualmente, não existem limites regulamentares estabelecidos para os eventos de tensão.





4.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN

O RQS estabelece as características que a onda de tensão deve respeitar nos pontos de entrega da rede da RNT.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da REN](#).

A monitorização da qualidade de energia elétrica implementada pela REN, em 2025, contemplou medições em 89 pontos de entrega da RNT, correspondente a 100% dos pontos de entrega existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes abrangeu a totalidade do ano. Nos pontos de entrega Neves Corvo e Pombal registaram-se falhas nos valores medidos em alguns períodos do ano, decorrentes de intervenções de manutenção corretiva nos respetivos sistemas de monitorização.

4.1.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Valor eficaz da tensão

Das ações de monitorização realizadas, não se identificaram incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão nos pontos de entrega à RND de eletricidade. Relativamente aos consumidores ligados em MAT, os valores eficazes mantiveram-se dentro dos limiares, previstos no RQS, face à tensão declarada.

Tremulação (*Flicker*)

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em três pontos de entrega, designadamente na Siderurgia Nacional - Maia (48 semanas) e Siderurgia Longos Seixal (45 semanas) e na subestação do Carregado (4 semanas). Estas ocorrências decorrem das características das cargas ligadas aos pontos de entrega, sendo situações já conhecidas.

Distorção harmónica

Identificaram-se pontos de entrega com incumprimento dos valores regulamentares de distorção harmónica, designadamente: subestação de Pedralva na 7.ª harmónica; Fatela (RFN) na 7.ª harmónica;





Mortágua (RFN) na 7.ª harmónica; subestação de Ermesinde na 6.ª harmónica e na subestação de Vermoim na 12.ª harmónica. Registaram-se ainda algumas harmónicas de alta frequência de ordem superior à 21.ª nos pontos de entrega Ermidas do Sado, Luzianes e Monte Novo – Palma.

Estes resultados correspondem a situações e condições conhecidas e decorrem das características das cargas ligadas a estes pontos de entrega.

A REN refere terem recebido quatro reclamações de natureza técnica, por cavas e interrupções na tensão de alimentação. Após a análise de todas as situações reportadas, não foi verificado qualquer incumprimento do RQS.

4.1.2 EVENTOS DE TENSÃO

Relativamente à monitorização dos eventos de tensão, a REN recolhe anualmente registos de cavas de tensão e sobretensões com recurso a equipamentos permanentes instalados, normalmente, nos mesmos locais e níveis de tensão dos respetivos pontos de entrega.

A Figura 4-1 e a Figura 4-2 apresentam, respetivamente, a evolução anual do número de cavas de tensão e de sobretensões registadas por ponto de entrega da RNT, no período 2014-2025, abrangendo os níveis de tensão de 60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV. Adicionalmente, apresenta-se o número total de pontos de entrega monitorizados em cada ano pela REN.

Figura 4-1 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RNT

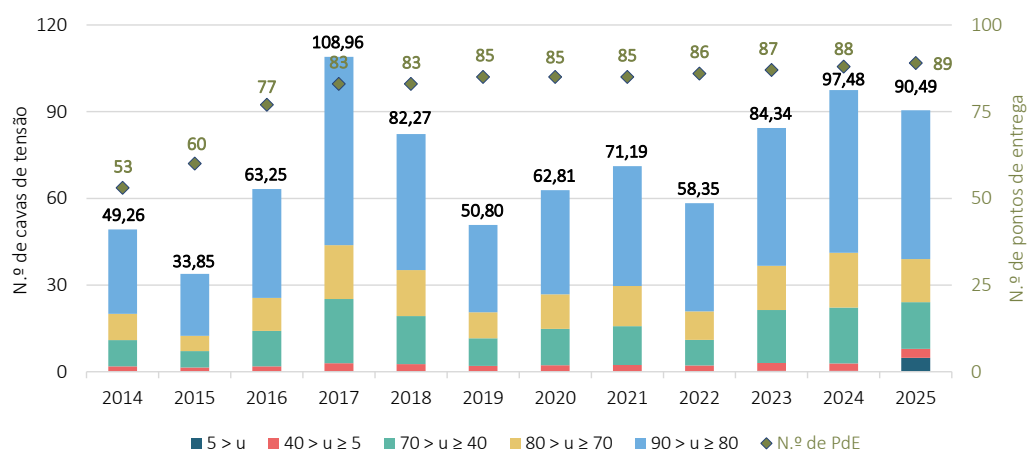
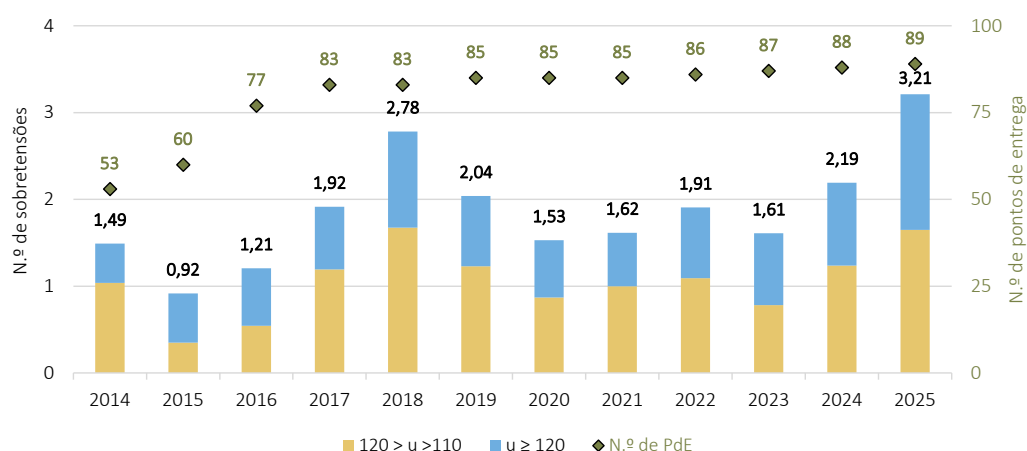



Figura 4-2 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RNT


No **Quadro 4-1** e no **Quadro 4-2** apresenta-se, para o ano 2025, a informação relativa a cavas de tensão e a sobretensões registadas nos 89 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente. Estes quadros incluem para cada nível de tensão (60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV) o número médio de eventos registados por ponto de rede monitorizado, assim como a caracterização desses eventos relativamente à sua duração e percentagem da tensão declarada.

Quadro 4-1 – Cavas de tensão na rede de transporte em Portugal continental em 2025

N.º de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	400	0	0	0	0	0
	220	50,50	0,75	0,50	0	0
	150*	50,00	1,73	0,87	0,20	0,13
	60	49,78	1,12	0,68	0,31	0,03
80 > u ≥ 70	400	0	0	0	0	0
	220	11,38	0	0,13	0	0
	150*	18,20	0,40	0,40	0,13	0
	60	13,91	0,32	0,23	0,12	0
70 > u ≥ 40	400	0	0	0	0	0
	220	9,00	0	0	0	0
	150*	20,20	0,13	0	0	0
	60	15,55	0,48	0,11	0,09	0,11
40 > u ≥ 5	400	0	0	0	0	0
	220	1,13	0	0	0	0
	150*	4,67	0	0,07	0	0
	60	2,77	0,06	0,11	0,09	0
5 > u	400	0	0	0	0	0
	220	0,13	0,13	0	0	0,25
	150*	0,73	0,60	0,27	0	0,13
	60	2,05	0,06	0,03	0,60	3,38

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV | Uc – Tensão declarada





Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2025

N.º de sobretensões registadas por ponto de entrega monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	400	0	0	0
	220	0	0	0
	150*	1,33	0	0
	60	1,29	0,31	0,23
120 > u > 110	400	0	0	0
	220	0,13	0	0
	150*	2,27	0,13	0
	60	1,48	0,18	0,03

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV | Uc – Tensão declarada

Em 2025, foi realizada monitorização permanente em um ponto de 400 kV, oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV, um ponto de entrega de 130 kV e 65 pontos de entrega de 60 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 90,49. Este valor compara com o valor de 97,48 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2024.

Do total das 8 054 cavas de tensão registadas na RNT em 2025, cerca de 92% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se cerca de três eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 286 sobretensões registadas em 2025, 82% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 51% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES

Em 2024, a REN contemplou medições em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT.

Nesse ano foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 6.ª e 7.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2025, o número médio de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado apresentou uma redução de cerca de 7,17% relativamente ao ano anterior.





4.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA

Para efeitos de verificação da qualidade da energia elétrica, os operadores de rede devem submeter à ERSE um plano de monitorização para aprovação. No caso da RAA, esse plano deve considerar a monitorização da qualidade da onda de tensão de, pelo menos, 20 pontos das redes de transporte e distribuição em AT e MT. Nesse âmbito, deverá garantir-se monitorização permanente em, pelo menos, 50% das subestações de cada ilha, devendo as restantes subestações ser abrangidas por campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

A monitorização da qualidade da onda de tensão nas redes de distribuição em BT da RAA, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação (PT) de cada concelho, através de campanhas periódicas com duração mínima de um ano.

De acordo com o RQS, os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, devem ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação pode ser consultada no [site da EDA](#).

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA, para 2025, teve uma taxa de realização de 96%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, realizou, em 2025, medições da qualidade da onda de tensão em 55 pontos de monitorização da sua rede: 31 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT; e 24 PT da rede de distribuição em BT.

A duração mínima das ações de monitorização qualidade da onda de tensão na RAA foi de um ano para a totalidade dos níveis de tensão.

4.2.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Os fenómenos contínuos analisados nas redes da RAA foram o valor eficaz da tensão, a frequência, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. A frequência e o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões têm valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.





Valor eficaz da tensão

Em 2025, foram registadas não conformidades relativas ao valor eficaz de tensão em dois pontos de rede, ambos localizados na ilha de São Miguel.

As não conformidades foram identificadas no ponto de monitorização a 60 kV da subestação de Graminhais e no posto de transformação 2PT0134 “Charco Rabo de Peixe”. No primeiro caso, a EDA atribuiu a ocorrência a uma intervenção de terceiros, verificada entre 21 e 27 de abril de 2025. No segundo caso, a não conformidade resultou da reconfiguração da rede elétrica, efetuada no âmbito de trabalhos de manutenção no transformador de potência da subestação de Foros, entre 17 e 23 de novembro de 2025.

Tremulação (*flicker*)

O resultado das ações de monitorização realizadas em 2025 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação em pontos de monitorização localizados nas ilhas de São Miguel, do Pico e do Corvo.

Na ilha de São Miguel, foi identificada uma não conformidade no posto de transformação 2PT0330 “Mercado da Graça”.

Na ilha do Pico, foi registada uma não conformidade no posto de transformação 6PT0112 “São Roque”. De acordo com a EDA, esta situação esteve associada aos ventos fortes registados no dia 8 de dezembro de 2025, que provocaram indisponibilidades na rede elétrica da ilha.

Na ilha do Corvo, foram registadas não conformidades em ambos os pontos de monitorização existentes, nomeadamente na subestação da Central Termoelétrica do Corvo e no posto de transformação 9PT0001. Segundo a EDA, estas situações decorrem das características do sistema elétrico da ilha, em particular das reduzidas potências de curto-circuito, que tornam a rede mais suscetível a flutuações de tensão provocadas pelas variações de carga.

Outros fenómenos contínuos

Relativamente à frequência, às tensões harmónicas e ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, verificou-se que, para os diferentes níveis de tensão em todas as ilhas da RAA, os valores registados estão em conformidade com os limites estabelecidos na NP EN 50160.





4.2.2 EVENTOS DE TENSÃO

Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes elétricas da RAA são as cavas de tensão e as sobretensões, para os quais não existem limites estabelecidos.

A análise seguinte incide sobre os registos obtidos nos pontos de monitorização instalados nas redes elétricas da RAA, abrangendo tanto as redes de AT/MT como a rede de BT. As redes de AT/MT incluem os níveis de tensão de 6,9 kV, 10 kV, 15 kV, 30 kV e 60 kV, enquanto a rede de BT corresponde ao nível de tensão de 230 V.

O tratamento da informação permite avaliar globalmente a evolução anual do número total de cavas de tensão e de sobretensões por ponto de rede monitorizado, no período 2020-2025, no arquipélago dos Açores (Figura 4-3 e Figura 4-4).

Figura 4-3 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAA

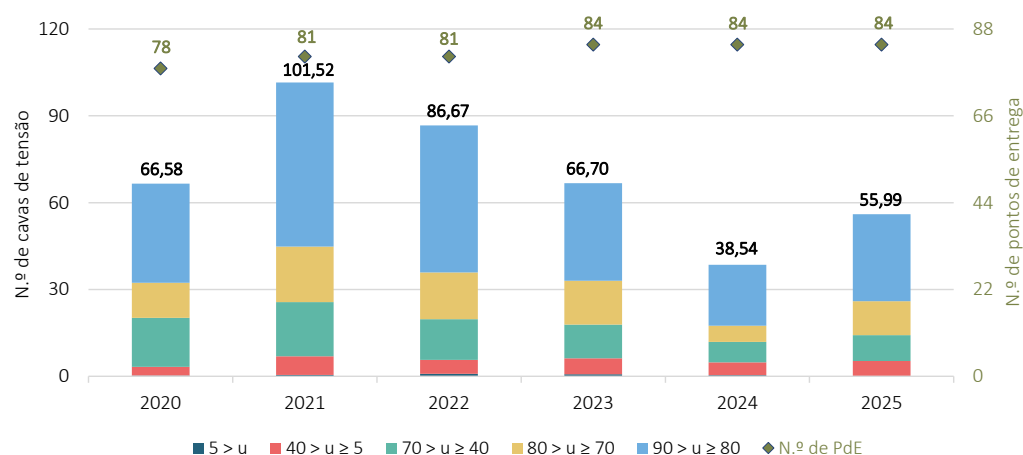
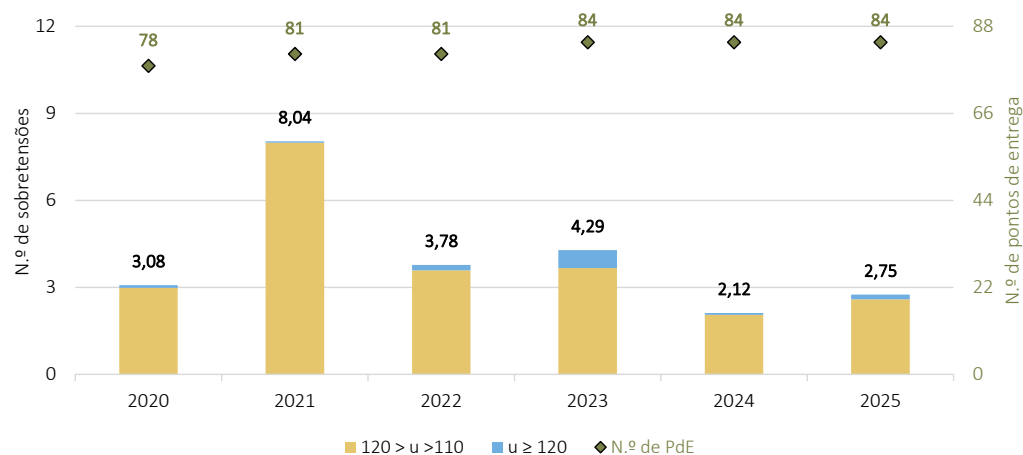


Figura 4-4 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAA





Em 2025, foram monitorizados 84 pontos nas redes elétricas da RAA, dos quais 60 localizados nas redes de AT/MT e 24 na rede de BT. Nesse ano, o número de eventos de tensão aumentou: as cavas de tensão aumentaram 45,28% face a 2024; e as sobretensões aumentaram em 29,72% no mesmo período.

Apesar da análise global efetuada anteriormente para a RAA, importa salientar que a produção de energia elétrica e as redes de transporte e de distribuição de cada uma das nove ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas. Assim, apresenta-se de seguida a análise dos eventos de tensão individualizada por ilha.

O [Quadro 4-3](#) e o [Quadro 4-4](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2025, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2025

Ilha de S. Maria						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	10	15,00	2,00	0	0	0
	0,23	5,00	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	10	8,00	1,00	2,00	0	0
	0,23	6,00	1,00	2,00	0	0
$70 > u \geq 40$	10	2,00	1,00	2,00	0	0
	0,23	1,00	2,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	10	2,00	3,00	0	0	0
	0,23	3,00	1,00	0	0	0
$5 > u$	10	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2025

Ilha de S. Maria				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	10	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	10	2,00	0	0
	0,23	3,00	2,00	0

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV e em um ponto de rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 32,67 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 3 sobretensões por ponto de rede monitorizado.





O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2025, respetivamente.

Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2025

Ilha de S. Miguel						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	60	43,20	13,20	0,40	0	0
	30	42,30	6,80	0,10	0	0
	10	42,36	8,73	0	0	0
	0,23	30,63	7,75	0,13	0	0
$80 > u \geq 70$	60	14,40	3,40	0	0	0
	30	15,40	17,40	0,10	0	0
	10	17,82	9,55	0	0	0
	0,23	8,75	3,63	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	6,40	1,00	0,20	0	0
	30	8,60	1,10	0,60	0	0
	10	7,18	1,00	0,64	0	0
	0,23	5,25	0,63	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	1,00	1,00	0	0	0
	30	6,60	4,70	0,30	0	0,10
	10	2,00	0,91	0	0	0
	0,23	4,88	2,63	0	0	0
$5 > u$	60	0,40	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0,10
	10	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2025

Ilha de S. Miguel				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	0	0	0
	30	0	0,10	0
	10	0,09	0,09	0
	0,23	0	0,13	0
$120 > u > 110$	60	0	0	0,40
	30	0	0	0
	10	0	0	0
	0,23	0	1,50	1,25





Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em cinco pontos da rede de 60 kV, dez pontos da rede de 30 kV, onze pontos da rede de 10 kV e oito pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 84,44 e identificaram-se 0,82 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O [Quadro 4-7](#) e o [Quadro 4-8](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2025, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2025

Ilha Terceira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	18,60	0	0	1,80	0,60
	15	15,56	0,44	0,11	0	0
	6,9	27,00	1,00	0	0	0
	0,23	8,25	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	8,00	0,20	0	0	0
	15	5,00	0,22	0	0	0
	6,9	7,00	0	0	0	0
	0,23	5,75	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	9,60	1,60	0	0,20	1,00
	15	13,78	3,11	0	0	0
	6,9	15,50	4,00	0	0	0
	0,23	8,75	0,75	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	0,40	2,20	0,20	0,40	0,40
	15	1,89	1,56	0	0	0
	6,9	0	0	0	0	0
	0,23	3,00	1,25	0	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	15	0	0	0	0	0
	6,9	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0



**Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2025**

Ilha Terceira				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0,60
	15	0,22	0	0
	6,9	0,50	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	30	1,60	0	0,40
	15	0,67	0,22	0,67
	6,9	0	0	0,50
	0,23	1,25	1,75	0,25

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu sobre cinco pontos da rede de 30 kV, nove pontos da rede de 15 kV, dois pontos da rede de 6,9 kV e quatro pontos de rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 41,15 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado. Em 2025, foram registadas 2,20 sobretensões nos pontos de rede monitorizados.

O [Quadro 4-9](#) e o [Quadro 4-10](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2025, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2025

Ilha Graciosa						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	4,00	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
80 > u ≥ 70	15	2,00	0	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
70 > u ≥ 40	15	2,00	0	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0





Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2025

Ilha Graciosa N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	0	0	0
	0,23	2,00	0	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV e em um ponto da rede de baixa tensão, no qual se registaram 7 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 0,67 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O [Quadro 4-11](#) e o [Quadro 4-12](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2025, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2025

Ilha de S. Jorge N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	21,00	0	0	0	0
	0,23	4,50	3,00	0	0	0
80 > u ≥ 70	15	0	1,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
70 > u ≥ 40	15	0	20,00	0	0	0
	0,23	0	12,50	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0	13,00	0	0	0
	0,23	0	10,50	0	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0



**Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2025**

Ilha de S. Jorge				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	10,00	1,00	0
	0,23	3,50	14,50	5,50

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV e a dois pontos de rede de baixa tensão. Nesses pontos registaram-se 39,33 cavas de tensão e 19,33 sobretensões.

O [Quadro 4-13](#) e o [Quadro 4-14](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2025, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2025

Ilha do Pico						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	30	34,00	3,00	1,00	0	0
	15	18,00	8,00	1,33	1,00	0,33
	0,23	11,00	3,33	0,33	0,33	0
80 > u ≥ 70	30	0	4,00	0	0	0
	15	0,67	2,33	0,33	0,67	0
	0,23	0	2,33	0	0,67	0
70 > u ≥ 40	30	5,00	12,00	0	0	0
	15	3,33	9,67	0	0	0
	0,23	4,67	8,00	0	0	0
40 > u ≥ 5	30	0	1,00	2,00	0	0
	15	0,67	2,00	1,67	0	0
	0,23	1,33	3,33	0,67	0	0
5 > u	30	0	0	1,00	0	0
	15	0,33	0	0	0	0
	0,23	0,33	0,33	0	0	0




Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2025

Ilha do Pico				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	30	0	0	0
	15	0	2,33	1,00
	0,23	1,33	5,67	1,67

Na ilha do Pico foi realizada monitorização em um ponto da rede de 30 kV, em três pontos da rede de 15 kV e em três pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 46,29, tendo-se identificado uma média de cinco sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O [Quadro 4-15](#) e o [Quadro 4-16](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2025, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2025

Ilha do Faial						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	14,00	0	0,33	0	0
	0,23	4,00	0	0	1,50	0
80 > u ≥ 70	15	0,67	1,00	0	2,00	0
	0,23	0	0	0	1,00	0
70 > u ≥ 40	15	2,33	0	0	0	0
	0,23	2,00	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0,67	2,00	1,00	0	0
	0,23	0	3,00	0	0	0,50
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0



**Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2025**

Ilha do Faial N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	1,00	0	0
120 > u > 110	15	0,33	0	0
	0,23	0,50	2,50	0

Na ilha do Faial foi realizada monitorização em três pontos da rede de 15 kV e em dois pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 19,20. Em 2025, foram registadas 1,80 sobretensões nos pontos de rede monitorizado.

O [Quadro 4-17](#) e o [Quadro 4-18](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2025, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2025

Ilha das Flores N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	14,00	8,00	1,20	1,00	0
	0,23	10,00	6,00	0	0,50	0
80 > u ≥ 70	15	2,40	6,60	1,00	0	0
	0,23	0,50	5,50	0,50	0,50	0
70 > u ≥ 40	15	1,00	0,80	0	0	0
	0,23	0,50	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0,80	6,20	0	0	0,20
	0,23	1,00	4,50	0	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0




Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2025

Ilha das Flores				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0,40	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	1,80	2,80	0
	0,23	4,00	3,50	0

Na ilha das Flores foi realizada monitorização em cinco pontos da rede de 15 kV e em dois pontos da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 39,29, tendo-se identificado uma média de 5,71 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

O [Quadro 4-19](#) e o [Quadro 4-20](#) apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2025, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2025

Ilha do Corvo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	15	55,00	9,00	0	0	0
	0,23	8,00	2,00	0	0	0
80 > u ≥ 70	15	0	1,00	1,00	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
70 > u ≥ 40	15	0	0	0	1,00	0
	0,23	0	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
5 > u	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0





Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2025

Ilha do Corvo				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	15	0	0	0
	0,23	3,00	1,00	0

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 15 kV e em um ponto da rede de baixa tensão. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 39, tendo-se identificado uma média de duas sobretensões por ponto de rede monitorizado.

4.2.3 CONCLUSÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para 2025 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 96%, com medições da qualidade da onda de tensão em 31 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 55 pontos de monitorização. Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 24 postos de transformação de distribuição. Todas as ações de monitorização realizadas tiveram a duração mínima de um ano.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimentos dos valores limite associados à tremulação na ilha de São Miguel, na ilha do Corvo e na ilha do Pico. Relativamente ao valor eficaz de tensão, registaram-se incumprimentos em pontos de rede da ilha de São Miguel.

No que respeita à frequência, às tensões harmónicas e ao desequilíbrio do sistema trifásico de tensões, conclui-se a conformidade destes com a NP EN 50160, para os diferentes níveis de tensão em todas as ilhas da RAA.





4.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM

O Regulamento da Qualidade de Serviço prevê que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições sejam publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da EEM](#).

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica da EEM para 2025 teve uma taxa de realização de 93,1% para a ilha da Madeira e de 93,2 % para a ilha do Porto Santo. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias/avarias verificadas em alguns dos equipamentos de medição, de intervenções e remodelações em postos de transformação, de calibração dos equipamentos, de falhas de comunicação dos equipamentos e de atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para novos pontos de monitorização.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2025 na RAM contemplaram medições em 35 pontos de entrega das ilhas da Madeira e do Porto Santo.

4.3.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Os fenómenos contínuos analisados nas redes da RAM foram o valor eficaz da tensão, a frequência, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. A totalidade destes fenómenos tem valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.

Valor eficaz da tensão

No que respeita ao valor eficaz da tensão, não foram registadas não conformidades nos pontos de monitorização, tendo sido cumpridos os limites estabelecidos na norma NP EN 50160 ($\pm 10\%$ da tensão nominal para os níveis de BT e MT).

Frequência

Relativamente à frequência, as variações máximas registadas nas ilhas da Madeira e do Porto Santo foram 0,27% e 0,01%, respetivamente, cumprindo a variação máxima ($\pm 2\%$) prevista na norma EN NP 50160 para sistemas sem interligação ou isolados.





Tremulação (*flicker*)

No que respeita à tremulação, todos os níveis de tensão monitorizados registaram valores das semanas abaixo dos limites regulamentares ($P_{lt}=P_{st}=1$) com exceção da subestação do Lombo do Doutor, em particular nos 30 kV. A semana não conforme ficou a dever-se a avarias na rede que provocaram diversos disparos intempestivos.

Desequilíbrio de fases

Nas ações de monitorização efetuadas nas ilhas da Madeira e do Porto Santo não foram ultrapassados valores de desequilíbrio do sistema trifásico de tensões acima do limite (2%), tendo-se verificado valores de máximos de 1,0%, mantendo a tendência registada no ano anterior.

Distorção harmónica

No que respeita à distorção harmónica total (THD), não foram ultrapassados os limites. O THD apresentou valores de máximos de 5,1%. Ao nível das harmónicas individuais também não foram registados incumprimentos.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2025 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em cinco pontos da rede de 60 kV, dez pontos da rede de 30 kV e sete pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização anual em dois pontos da rede, um nos 30 kV e um nos 6,6 kV. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto da rede distribuição em BT na ilha do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

Na [Figura 4-3](#) e na [Figura 4-4](#) é apresentada, respetivamente, uma análise global da evolução anual do número total de cavas de tensão e de sobretensões por ponto de rede monitorizado, no período 2020-2025, no arquipélago da Madeira. Nesta análise, foram excluídas as monitorizações efetuadas nos pontos da rede de BT, dado que a recolha de dados nesses locais não abrangeu a totalidade do ano. Acresce que a ocorrência de eventos de tensão está fortemente associada à sazonalidade das condições atmosféricas, pelo que os registos obtidos nesse período limitado não refletem esse efeito.





Figura 4-5 – Número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado na RAM

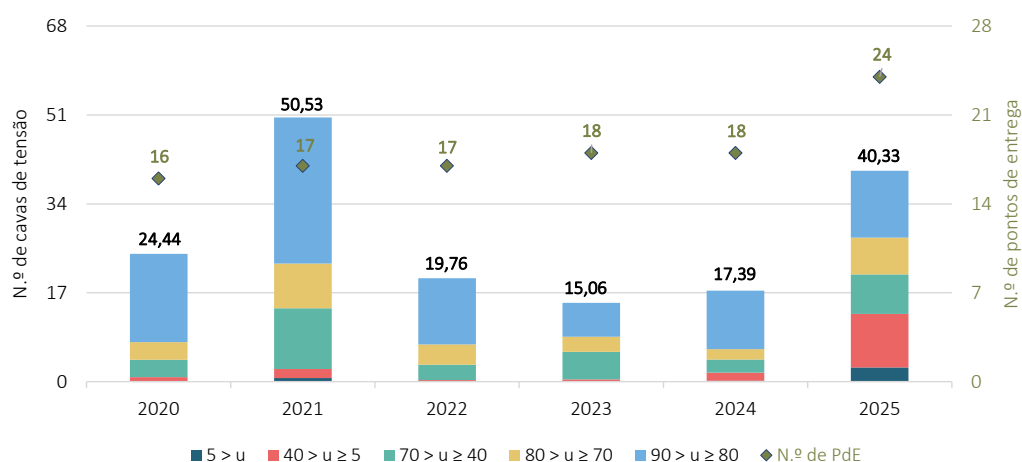
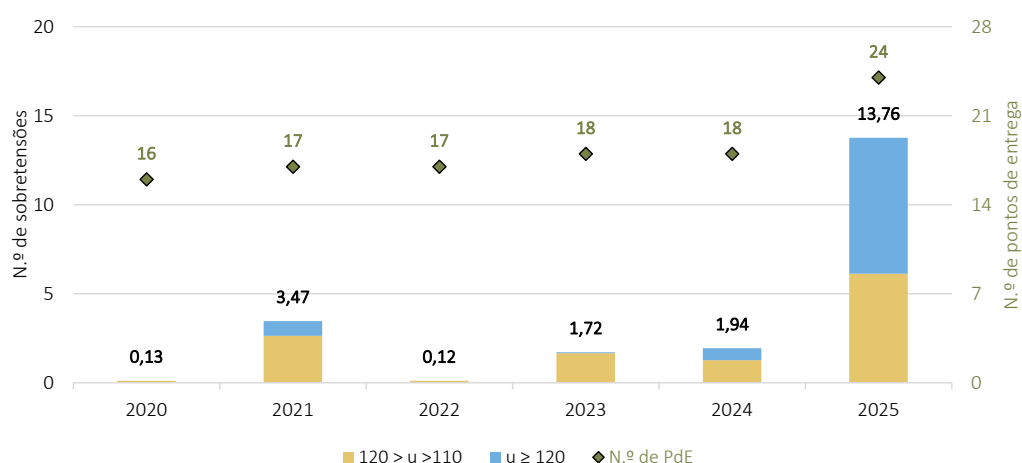


Figura 4-6 – Número de sobretensões por ponto de entrega monitorizado na RAM



Em 2025, foram monitorizados 24 pontos nas redes elétricas da RAM nos níveis de tensão de 6,6 kV, 30 kV e 60 kV. Nesse ano, o número de cavas de tensão foi 2,3 vezes superior ao registado em 2024, enquanto o número de sobretensões foi 7,1 vezes superior ao observado no ano anterior.

De seguida, apresenta-se no [Quadro 4-21](#) e no [Quadro 4-22](#) o número de cavas de tensão e sobretensões por ponto de monitorização registado na ilha da Madeira em 2025.




Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2025

Ilha da Madeira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	60	4,40	1,60	0	0	0
	30	13,60	0	0	0	0
	6,6	17,57	0	0,29	0	0
	0,23	3,90	1,30	0,20	0	0
$80 > u \geq 70$	60	2,80	0	0	0	0
	30	11,50	0	0	0	0
	6,6	5,57	0	0	0,14	0
	0,23	1,30	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	1,80	0	0	0	0
	30	10,60	0	0	0	0
	6,6	9,00	0,29	0	0	0
	0,23	1,20	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0,40	0	0	0	0,20
	30	17,90	2,40	1,80	0,10	0
	6,6	2,14	0	0	0,86	0
	0,23	0,40	0	0	0,10	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	1,60	1,70	1,40	0,70	1,10
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2025

Ilha da Madeira				
N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	60	1,60	0	0
	30	13,90	1,70	0
	6,6	1,14	1,57	0
	0,23	0,10	0	0
$120 > u > 110$	60	1,00	0	0
	30	13,10	0	0
	6,6	1,57	0	0
	0,23	0	0	0

No ano de 2025, nos 35 pontos de rede monitorizados, registaram-se 1 062 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 1 035 na ilha da Madeira e 27 na ilha do Porto Santo. Em comparação com 2024, o número de cavas de tensão registadas na RAM foi 2,7 vezes superior. De acordo com a EEM, este acréscimo deveu-se maioritariamente à ocorrência de condições atmosféricas adversas (vento forte e trovoadas), associadas à passagem de diversas depressões que afetaram a RAM.





Na ilha da Madeira, identificaram-se ainda 331 sobretensões em 2025, correspondendo a um valor cerca de 9,5 vezes superior ao valor registado em 2024.

De seguida, apresenta-se no [Quadro 4-23](#) e no [Quadro 4-24](#) o número de cavas de tensão e sobretensões por ponto de monitorização registado na ilha do Porto Santo em 2025.

Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2025

Ilha do Porto Santo N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	5,00	3,00	0	0	0
	6,6	3,00	3,00	2,00	0	0
	0,23	5,00	5,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	1,00
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2025

Ilha do Porto Santo N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0

Tal como no ano anterior, não se registaram sobretensões na ilha do Porto Santo em 2025.





4.3.3 CONCLUSÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2025 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em cinco pontos da rede de 60 kV, dez pontos da rede de 30 kV e sete pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em três pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e um na BT. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em 10 pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

Em 2025, em 35 pontos de rede monitorizados, registaram-se 1 062 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 1 035 na ilha da Madeira e 27 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, foram registadas unicamente na ilha da Madeira.





4.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES

A E-REDES deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas de duração mínima anual. As ações de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na rede nacional de distribuição, a partir de 1 de janeiro de 2018, passou a incluir a cobertura de, no mínimo, um barramento de MT em 68 subestações AT/MT. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de sete subestações AT/MT.

De acordo com o MPQS, num período de máximo de quatro anos, a E-REDES, tem ainda de monitorizar a qualidade da energia elétrica nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições sejam publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Os resultados de monitorização podem ser consultados no [site da E-REDES](#).

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da E-REDES para o biénio 2024-2025 prevê a monitorização de 147 subestações AT/MT em 2025, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano prevê a abrangência de 168 PTD através de campanhas periódicas trimestrais.

Em 2025, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-REDES monitorizou:

- ⚡ 30 subestações AT/MT (49 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- ⚡ 117 subestações AT/MT (193 barramentos MT) de forma permanente,
- ⚡ 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

4.4.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

4.4.1.1 SUBESTAÇÕES

Em relação às ações de monitorização, nos 242 barramentos MT das 147 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade no valor eficaz de tensão, na tremulação, no desequilíbrio de tensão e na distorção harmónica de tensão.





Valor eficaz de tensão

Relativamente à análise de conformidade da tensão com a norma NP EN 50160, verificou-se que, em 2025, os 247 barramentos MT das 147 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,01% no parâmetro do valor eficaz da tensão, tratando-se de uma situação pontual.

Tremulação (*Flicker*)

Em 2025, os 242 barramentos MT das 147 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,02% na tremulação. De acordo com a E-REDES, trataram-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte deste operador de rede.

Distorção harmónica de tensão

Em 2025, os 242 barramentos MT das 147 subestações monitorizadas apresentaram conformidade em praticamente todas as semanas analisadas. As exceções verificaram-se em apenas 0,01% das semanas no desequilíbrio de tensão e em 0,63% na distorção harmónica de tensão.

No que respeita ao desequilíbrio de tensão, foram identificadas duas ocorrências pontuais, correspondendo a situação temporária. Relativamente à distorção harmónica de tensão, as situações de não conformidade estiveram associadas às harmónicas de tensão de ordem 5.^a, 6.^a e 7.^a, bem como ao THD, tendo motivado a realização de estudos complementares e uma maior vigilância técnica pela E-REDES.

4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2025, as monitorizações realizadas nos 168 PTD, incluídos no plano de monitorização da qualidade de energia elétrica, identificaram algumas situações pontuais de não conformidades com a norma NP EN 50 160, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para as características da onda de tensão.

Valor eficaz de tensão

Relativamente ao valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, foram detetadas não conformidades em 2,25% das semanas monitorizadas no âmbito das campanhas periódicas trimestrais. De acordo com a E-REDES, todas as situações foram objeto de estudo e desencadearam, sempre que aplicável, a implementação de medidas corretivas adequadas.





Tremulação (*Flicker*)

Relativamente à tremulação, 1,39% das semanas monitorizadas apresentaram não conformidades. Uma dessas ocorrências corresponderam a situações pontuais ou temporárias, que motivaram maior vigilância por parte da E-REDES. Nos restantes casos, as não conformidades estiveram 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.

Distorção harmónica de tensão

No que respeita à distorção harmónica, registaram-se não conformidades em 1,61% e 0,05% das semanas monitorizadas, respetivamente, no âmbito das campanhas periódicas trimestrais. As situações de não conformidades relativas à distorção harmónica de tensão estiveram associadas às 5.^a, 7.^a, 11.^a e 13.^a harmónicas de tensão e THD de tensão, tendo motivado uma maior vigilância, bem como estudos complementares por parte da E-REDES.

As situações de incumprimento vão ser acompanhadas pela ERSE conjuntamente com a E-REDES.

4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

Além dos fenómenos contínuos, a monitorização dos eventos de tensão – cava de tensão e sobretensões – é um aspeto fundamental para avaliar a resiliência da RND face a distúrbios de tensão e monitorizar a eficácia das medidas de mitigação implementadas pela E-REDES. O registo destes eventos é efetuado por equipamentos de monitorização, em conformidade com a norma IEC 61000-4-30, instalados nos barramentos de MT das subestações AT/MT da E-REDES e nos barramentos de BT dos PT.

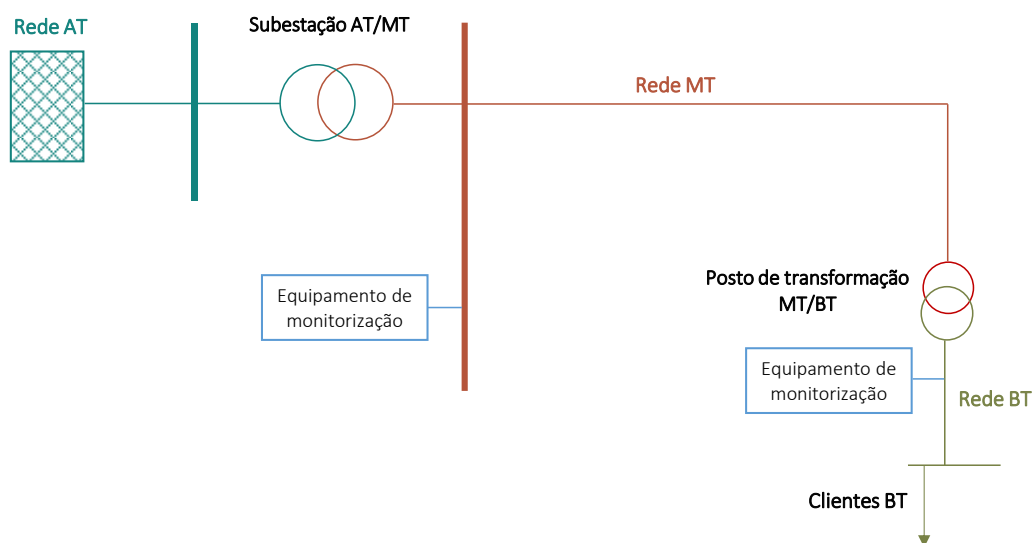
Estes equipamentos permitem a deteção e caracterização dos eventos de tensão, incluindo a sua duração, profundidade (no caso das cava de tensão) ou amplitude (no caso das sobretensões), e a percentagem da tensão declarada em que ocorrem. A recolha de dados é efetuada de forma contínua, sendo a duração das campanhas de monitorização anual para os barramentos de MT e trimestral para os barramentos de BT.

Na [Figura 4-7](#) é apresentada um esquema simplificado da rede de distribuição, incluindo a localização dos equipamentos usados na monitorização das características da qualidade da onda de tensão.





Figura 4-7 – Esquema simplificado de uma rede de distribuição



A Figura 4-8 e a Figura 4-9 apresentam, respetivamente, a evolução anual do número de cavas de tensão e de sobretensões registadas por barramento de MT da RND, no período 2014-2025, abrangendo os níveis de tensão de 10 kV, 15 kV e 30 kV. Adicionalmente, apresenta-se o número total de barramentos de MT monitorizados em cada ano pela E-REDES.

Figura 4-8 – Número de cavas de tensão por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)

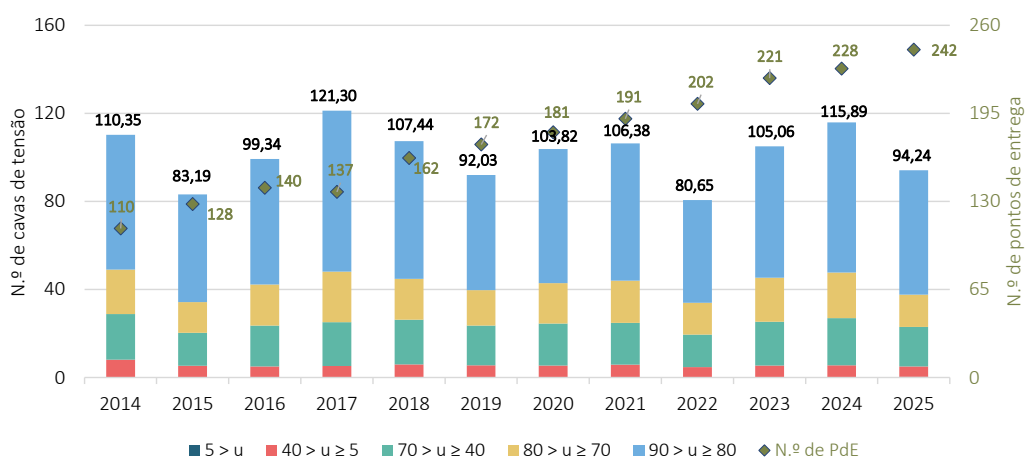
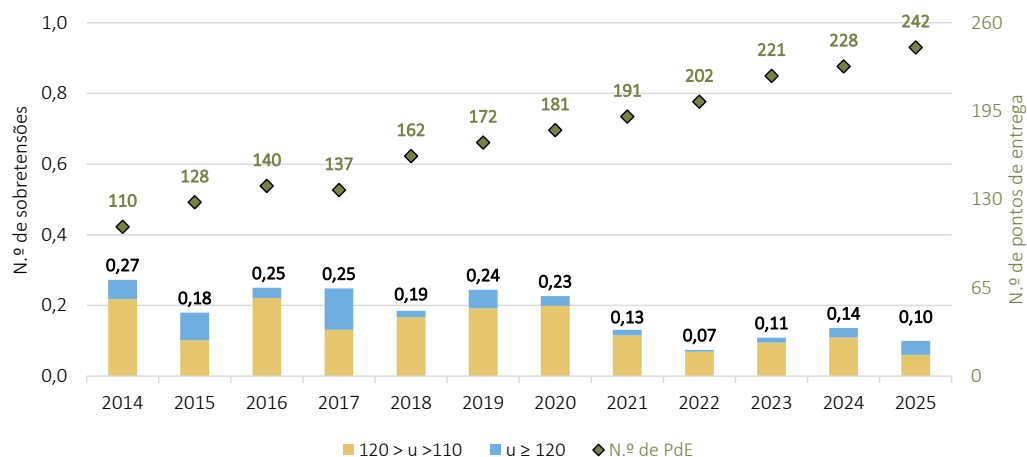




Figura 4-9 – Número de sobretensões por barramento de MT monitorizado em Portugal continental (E-REDES)



Em 2025, verificou-se uma redução no número de eventos de tensão: as cavas de tensão diminuiram 18,68% face a 2024; e as sobretensões a registarem uma redução de 28,57% no mesmo período.

O **Quadro 4-25** apresenta, para 2025, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 242 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 147 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 242 barramentos MT, 42 barramentos são de 10 kV, 140 barramentos são de 15 kV e 60 barramentos são de 30 kV. A quantificação e a caracterização da severidade das cavas de tensão foram efetuadas através dos métodos de agregação de medidas e eventos previstos no RQS.





Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	77,07	8,97	4,73	0,35	0,20
	15	44,27	3,43	3,34	0,50	0,01
	10	22,19	0,29	0,86	0,24	0
$80 > u \geq 70$	30	18,95	2,70	2,55	0,10	0
	15	9,80	0,74	1,08	0,03	0
	10	10,00	0,07	0,90	0	0
$70 > u \geq 40$	30	19,97	8,37	3,30	0,08	0,02
	15	11,74	1,21	0,69	0,08	0,01
	10	11,90	0,31	0,14	0	0
$40 > u \geq 5$	30	8,22	4,35	0,78	0,02	0,02
	15	1,71	0,39	0,10	0,06	0
	10	0,64	0,07	0	0	0
$5 > u$	30	0,22	0,20	0,02	0	0
	15	0,14	0,04	0,10	0,03	0
	10	0,05	0,19	0,05	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 94 por barramento. Do número total de cavas registadas, cerca de 83% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos e 40% uma tensão residual superior ou igual a 80%.

O RQS estabelece um método para determinação da duração da cava equivalente trifásica de acordo com o estabelecido em norma internacional. Desta forma, os resultados apresentados para o número de cavas de tensão registadas por barramento MT na RND podem ser utilizados para comparação direta com os resultados de outros países.

O [Quadro 4-26](#) apresenta, para o ano 2025, o número anual médio de sobretensões por barramento MT monitorizado.





Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)

N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado				
Sobretensão (%U _c)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0,05	0	0
	15	0,01	0,04	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,03	0	0
	15	0,07	0,01	0,01
	10	0	0	0

U_c – Tensão declarada

Importa destacar o reduzido número anual médio de sobretensões ocorridas nos barramentos MT.

Atendendo a que os eventos de tensão, cavas de tensão e sobretensões, se encontram fortemente relacionados com a sazonalidade das condições atmosféricas, não é apresentada no presente relatório informação das monitorizações de duração trimestral sobre as cavas de tensão e sobretensões porque se considera que, para efeitos das cavas de tensão, devem ser considerados dados de monitorização com pelo menos um ano de duração.

4.4.3 NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE

O RQS estabelece as obrigações dos clientes no sentido de garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes elétricas. Adicionalmente, o RQS refere que o operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, quando o cliente não eliminar as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique. Para tal deve dar conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica.

As instalações elétricas dos clientes podem, por vezes, estar na origem de perturbações da qualidade de energia que, para além das consequências diretas nas próprias instalações, têm muitas vezes repercussões na exploração das redes elétricas. Isto, acaba, por inerência, por influenciar negativamente a continuidade de serviço e a qualidade de energia das instalações adjacentes. Exemplo dessa realidade são os postos de transformação de cliente (PTC). Sendo parte integrante das instalações elétricas dos clientes de média tensão, quando não devidamente mantidos, podem proporcionar a ocorrência de defeitos, com os consequentes efeitos nefastos que podem provocar na sua própria instalação, na rede de distribuição e nos restantes utilizadores de rede.

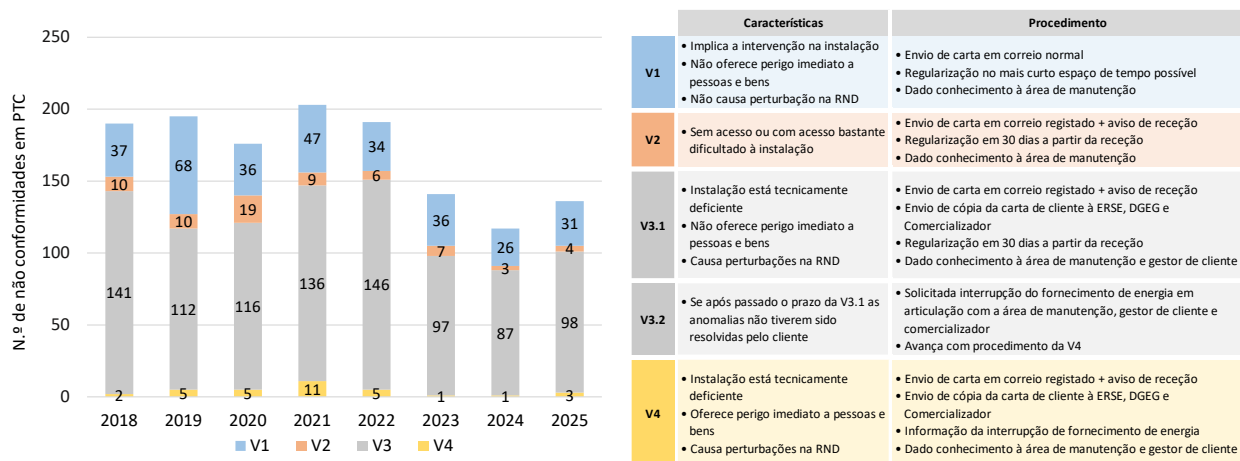




No âmbito da campanha “[A Qualidade de Serviço Cabe a Todos](#)”, criada no âmbito do Grupo de Acompanhamento do RQS, dinamizado pela ERSE, foi desenvolvida a iniciativa “*Sensibilização para a necessidade de manutenção de postos de transformação de cliente*”. Esta iniciativa alerta para que a qualidade de serviço técnica deva ser uma motivação partilhada por todos os clientes, reforçando a necessidade de se adotarem as melhores práticas na manutenção dos PTC.

A [Figura 4-10](#) apresenta uma caracterização das não conformidades identificadas por ano em PTC na rede da E-REDES.

Figura 4-10 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação



De acordo com a E-REDES, em 2025, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 136, representando um aumento de 16,2% face ao ano anterior. Tal como em 2024, a característica predominante relativa a não conformidades de PTC deve-se a instalações elétricas de clientes que se encontram tecnicamente deficientes e que causam perturbações na rede de distribuição.

4.4.4 RECLAMAÇÕES RELATIVAS À QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

No âmbito da apresentação de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão, o RQS estabelece que o operador de rede deve: a) informar o cliente sobre as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, bem como das medidas corretivas; b) verificar os dados registados pelo contador inteligente ou pelo controlador de transformador de distribuição na zona da instalação do reclamante; e c) se necessário, realizar medições no local, podendo agendar uma visita com o cliente.



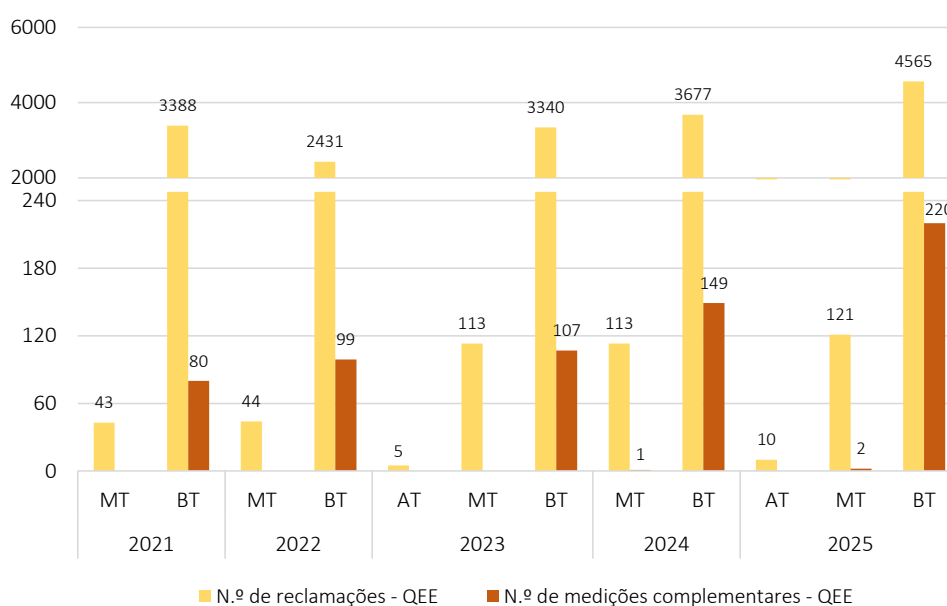


Caso a visita combinada não permita identificar as causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições complementares. Estas medições devem ser efetuadas com equipamento em conformidade com a norma IEC 61000-4-30, Classe A.

Após o período de monitorização, o operador de rede deve apresentar ao cliente um relatório com diversa informação, contendo, no mínimo, a seguinte informação: a) o período de monitorização; b) o equipamento de monitorização utilizado; c) o tipo de perturbações registadas; d) os resultados da análise de conformidade da tensão com os limites estabelecidos na norma NP EN 50 160, para as redes de AT, MT e BT; e e) o prazo para a resolução de eventuais não conformidades detetadas.

Na [Figura 4-11](#) apresenta-se a evolução anual do número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão submetidas à E-REDES, desagregadas por nível de tensão.

Figura 4-11 – Número de reclamações de clientes relativas às características da onda de tensão



Em 2025, verificou-se um aumento de 24,2% no número de reclamações relativas às características da onda de tensão apresentadas por clientes de BT à E-REDES, em comparação com o ano de 2024. Do total de 4 565 reclamações registadas, 220 deram origem à realização de medições complementares por parte do operador de rede nas instalações de clientes de BT.

Na [Figura 4-12](#) apresenta-se o número e o tipo de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares realizadas, sempre que foram detetadas não conformidades da tensão face aos limites estabelecidos na norma NP EN 50 160.





Figura 4-12 – Número de ações corretivas implementadas pela E-REDES na sequência das medições complementares

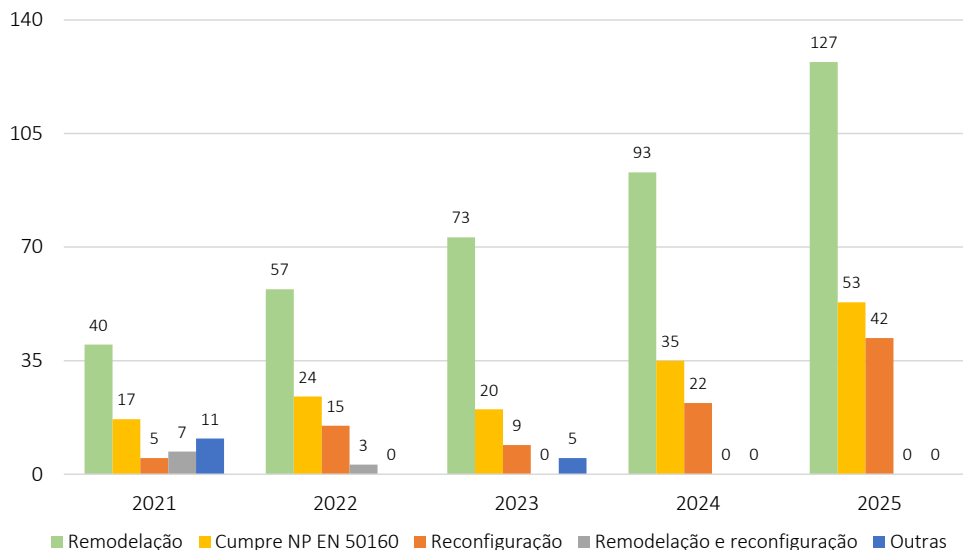
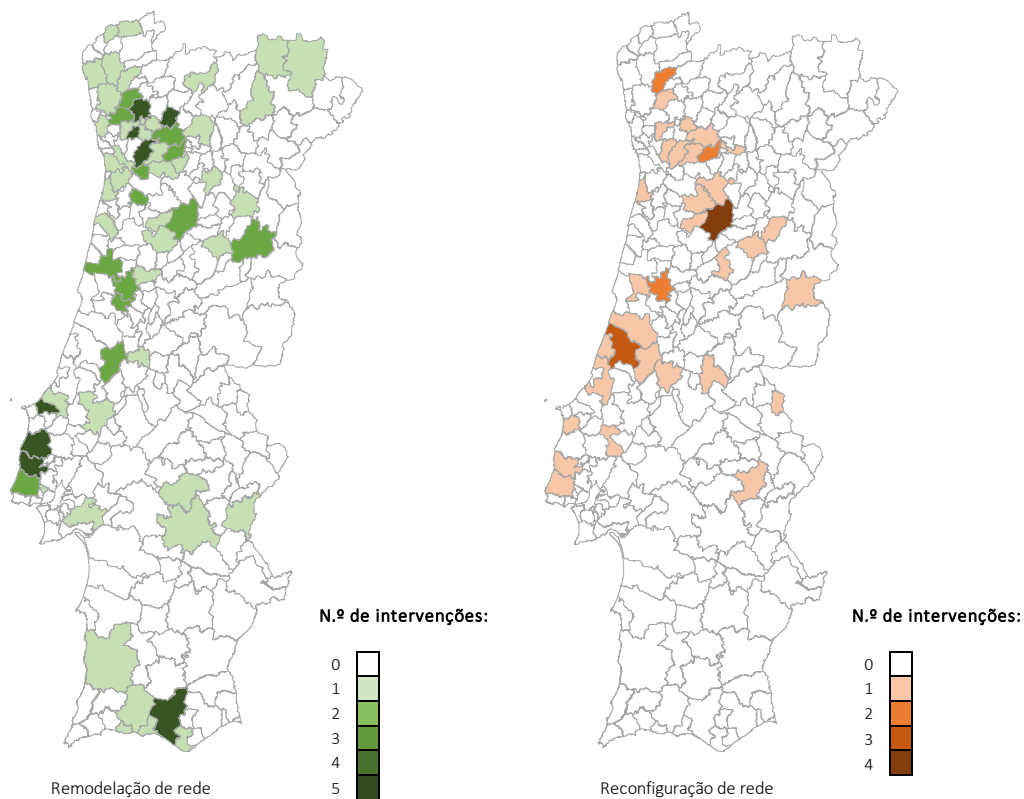


Figura 4-13 – Concelhos com intervenções de remodelação e reconfiguração de rede na sequência das medições complementares



Em 2025, as principais medidas corretivas adotadas pela E-REDES para resolver não conformidades detetadas nas instalações de clientes de BT consistiram, maioritariamente, na remodelação da rede





elétrica, com um total de 127 intervenções. Estas ações incluíram, por exemplo, a substituição de cabos, o reforço de seccionamentos e a instalação de novos postos de transformação.

Complementarmente, foram realizadas 42 intervenções de reconfiguração de rede, envolvendo alterações nas ligações entre ramais e transformadores, bem como a transferência de cargas entre alimentadores.

Adicionalmente, importa salientar que, das medições complementares realizadas, 53 comprovaram a conformidade das características da onda de tensão com os limites estabelecidos na norma NP EN 50 160, não tendo sido necessária qualquer intervenção corretiva.

4.4.5 CONCLUSÕES

No plano de monitorização da qualidade da energia elétrica, a seleção dos pontos monitorizados apresenta uma distribuição geográfica equilibrada e garante a cobertura dos clientes identificados como sendo mais suscetíveis a variações da qualidade da onda de tensão, de acordo com critérios de seleção devidamente explicitados.

Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade com a norma NP EN 50 160 dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão, das tensões harmónicas e do desequilíbrio de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a E-REDES. No que respeita aos eventos de tensão, registou-se uma redução de cerca de 19% no número médio das cavas de tensão e uma diminuição de cerca de 29% nas sobretensões, face a 2024.





4.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER

Em 2025, A Celer realizou ações de monitorização da qualidade da energia na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em três dos seus postos de transformação,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de BT que emitem informação sobre a ocorrência de interrupções, qualidade da energia entregue e valores instantâneos de tensões e correntes.

Estes sistemas de monitorização permitiram monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela Celer consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ amplitude da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão e corrente,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação d'A Celer, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente nas ações de monitorização efetuadas em 2025, quer através do analisador de redes instalado em três postos de transformação (PT Nabeiros 1, PT Azevido e PT Portelinha), quer através dos SBT instalados em todos os postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores.

O regulamento impõe que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização encontrava-se disponível no [site d'A Celer](#).





4.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

Em 2025, a C.E. de Loureiro realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em dois postos de transformação através de duas campanhas de monitorização pelo período de três meses, através de equipamento Classe A, conforme classificação da IEC 1000-4-30 de 2003.

As ações de monitorização realizadas pela C.E. de Loureiro consideraram a observação e registo de fenómenos contínuos e eventos de tensão. Para os fenómenos contínuos foram analisados os seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Para os eventos de tensão foram analisados os seguintes parâmetros:

- ⚡ cavas de tensão,
- ⚡ sobretensões (*swells*).

Em 2025, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Quintã” e “Valverde II” para monitorizar. Os resultados desta monitorização encontram-se publicados na página de internet da C. E. de Loureiro.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização encontrava-se disponível no [site da C.E. de Loureiro](#).





4.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D'ESTE

Em 2025, a CEVE realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede de BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em um posto de transformação, tendo uma duração mínima de três meses, e consideram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da CEVE, o equipamento de medição utilizado consiste num analisador de qualidade da energia trifásica homologado para a Classe A, em conformidade com a norma IEC 61000-4-30.

Na ação de monitorização efetuada ao posto de transformação PT034 Gondifelos - Fiães, durante o 4.º trimestre de 2025, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para os parâmetros da qualidade da energia elétrica analisados.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados encontravam-se disponíveis no [site da C.E. de Vale D'Este](#).





4.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2025, a A LORD realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em três dos seus postos de transformação,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de BT que emitem informação sobre a ocorrência de interrupções, qualidade da energia entregue e valores instantâneos de tensões e correntes.

Estes sistemas de monitorização permitiram monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela A LORD consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ frequência da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

Em 2025, a A LORD selecionou três postos de transformação, “Zona Industrial 1”, “Zona Industrial 2” e “Zona Industrial 3”, para efetuar ações de monitorização periódicas, não tendo sido identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados encontravam-se disponíveis no [site da A LORD](#).





4.9 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2025, a CESSN realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando três sistemas de monitorização distintos:

- ⚡ analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em 2 dos seus postos de transformação, pelo período mínimo de 3 meses,
- ⚡ supervisores de baixa tensão (SBT) instalados em todos os postos de transformação,
- ⚡ contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de baixa tensão explorada pela CESSN.

Este sistema de monitorização permitiu monitorizar os principais parâmetros de avaliação da qualidade da energia elétrica.

As ações de monitorização realizadas pela CESSN consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- ⚡ amplitude da tensão,
- ⚡ valor eficaz da tensão e corrente,
- ⚡ tremulação (*flicker*) da tensão,
- ⚡ desequilíbrio do sistema trifásico de tensões,
- ⚡ distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da CESSN, nas ações de monitorização efetuadas em 2025 a dois postos de transformação “Tapada-Seide” e “S. Marinha - Landim”, não foram identificadas inconformidades face aos limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e resultados obtidos encontravam-se disponíveis no [site da CESSN](#).



5. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS





5.1 ENQUADRAMENTO

O RQS estabelece um conjunto mínimo de matérias que deve constar nos relatórios, a publicar anualmente pelas empresas, com o objetivo de comunicar eficazmente às partes interessadas o seu desempenho. Assim, os relatórios devem ser adequados ao público a que se destinam, podendo as empresas adotar versões com conteúdos e formas distintas. As empresas devem enviar à ERSE e tornar públicos os seus relatórios da qualidade de serviço até 31 de maio.

5.2 CARACTERIZAÇÃO

Apenas sete entidades remeteram à ERSE, dentro do prazo, os relatórios da qualidade de serviço relativos ao ano de 2025, conforme indicado no [Quadro 5-1](#). No que respeita à publicação, verificou-se que apenas nove operadores de rede divulgaram os seus relatórios nas respetivas páginas na internet dentro dos prazos previstos. Os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem organizados e são de fácil leitura.

Quadro 5-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2025

Operadores das redes	Envio o relatório QS à ERSE até 31 de maio?	Publicou o relatório QS no site até 31 maio?	Link do relatório QS
REN - Rede Eléctrica Nacional	Sim (01/06/2026) ¹	Sim	
EDA - Eletricidade dos Açores	Sim (29/05/2026)	Sim	
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	Sim (01/06/2026) ¹	Sim	
E-REDES - Distribuição de Eletricidade	Sim (29/05/2026)	Sim	
A CELER - Cooperativa Electrificação de Rebordosa	Sim (19/05/2026)	Não ²	
CESSN - Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	Sim (13/03/2026)	Sim	
Cooperativa de Eletrificação A Lord	Sim (13/03/2026)	Sim	
Cooperativa Eléctrica de Loureiro	Sim (20/05/2025)	Sim	
A Eléctrica Moreira de Cónegos	Não	Não	n.d.
Casa do Povo de Valongo do Vouga	Não	Não	n.d.
CEVE - Cooperativa Eléctrica de Vale d Este	Sim (30/05/2026)	Sim	
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	Não	Não	n.d.
Cooprорiz – Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Não	Não	n.d.
Junta de Freguesia de Cortes do Meio	Não	Não	n.d.

¹ O termo do prazo foi transferido para o dia útil seguinte, por 31 de maio de 2026 coincidir com um domingo.

² O relatório QS foi publicado em data posterior.





5.3 CONCLUSÕES

A avaliação da ERSE relativamente ao conteúdo e à forma dos relatórios é na generalidade positiva, considerando que o objetivo principal é o de comunicar eficazmente as matérias de qualidade de serviço, em particular a qualidade de serviço técnica, com a diversidade de públicos a que os relatórios se destinam. A ERSE reforça a necessidade dos operadores de rede exclusivamente em BT (A E. Moreira de Cónegos, C. P. de Valongo do Vouga, C. E. de Vilarinho, Cooproriz e J. F. de Cortes do Meio) passarem a enviar e publicar os respetivos relatórios da qualidade de serviço dentro dos prazos estabelecidos no RQS.



6. OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO





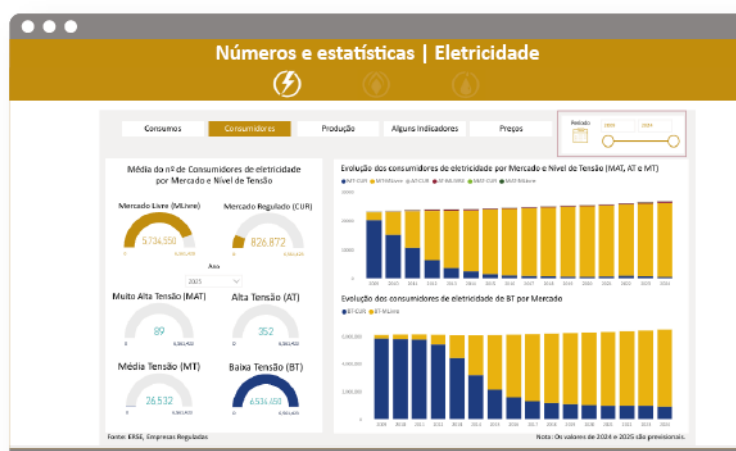
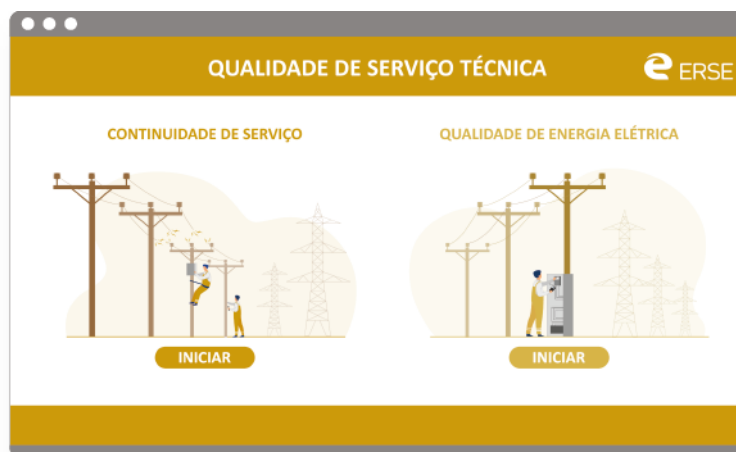
6 OUTRAS PUBLICAÇÕES DA ERSE SOBRE O SETOR ELÉTRICO

6.1 BOLETINS



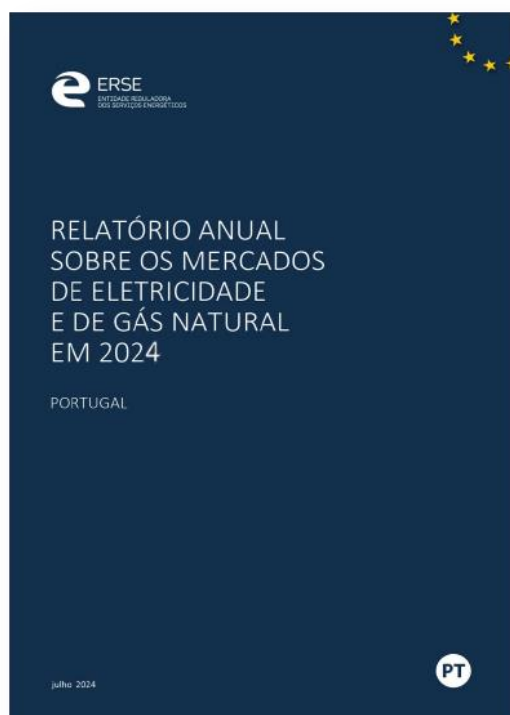


6.2 DASHBOARDS

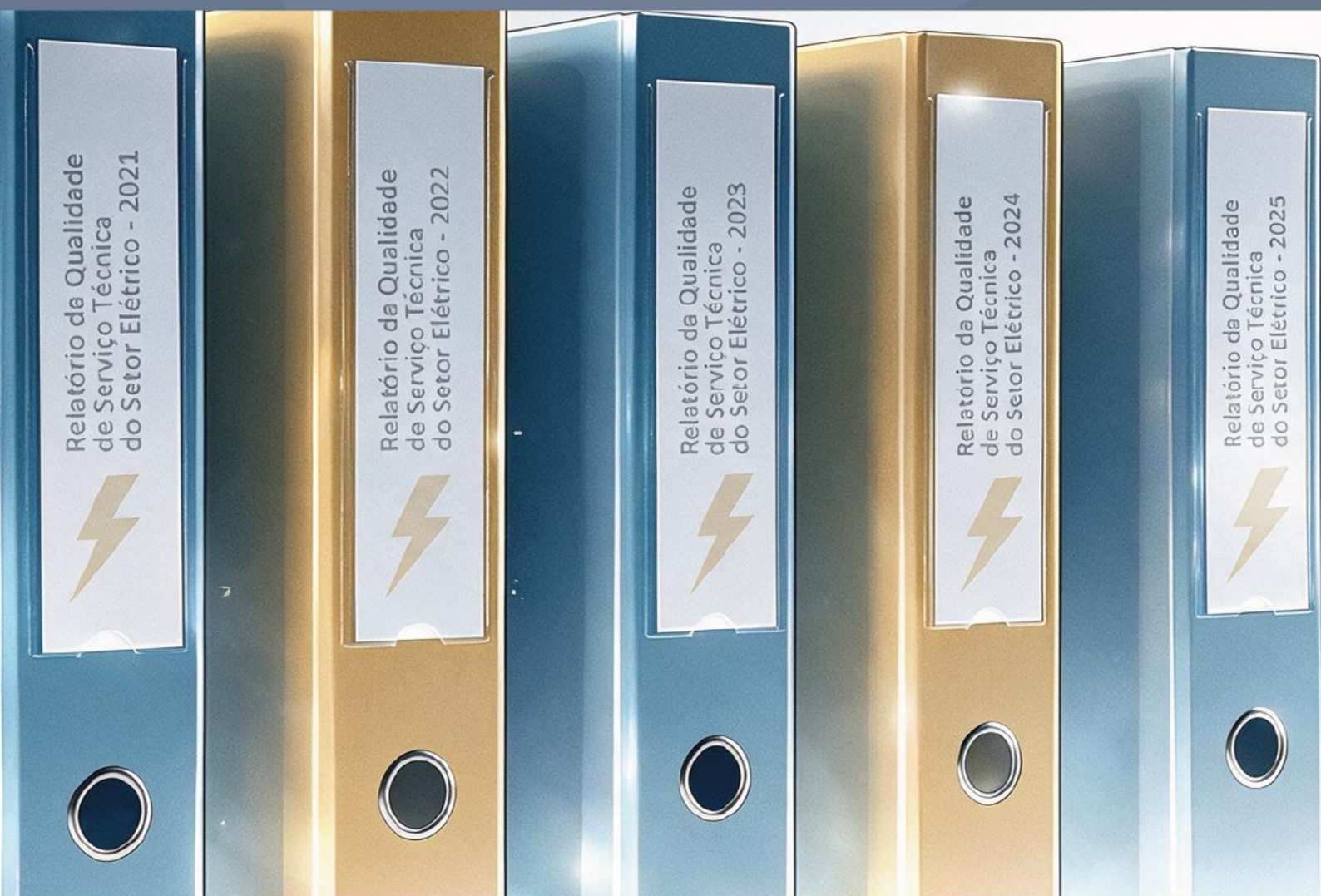




6.3 RELATÓRIOS



ANEXOS





ANEXO A – LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DREn	Direção Regional de Energia
END	Energia Não Distribuída
ENF	Energia Não Fornecida
ENTSO-E	Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAIFI	Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PdE	Ponto de Entrega
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás
SAIDI	Duração Média das Interrupções Longas do Sistema
SAIFI	Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema
SARI	Tempo Médio de Reposição do Sistema
SEN	Sistema Elétrico Nacional
Tcd	Taxa Combinada de Disponibilidade
Tdcl	Taxa de Disponibilidade Média dos Circuitos de Linhas
Tdtp	Taxa de Disponibilidade Média dos Transformadores de Potência





THD	Distorção Harmónica Total
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada





ANEXO B - LISTA DE CONCELHOS POR NUTS III

NUTS III	Concelho
Alentejo Central	Alandroal
Alentejo Central	Arraiolos
Alentejo Central	Borba
Alentejo Central	Estremoz
Alentejo Central	Évora
Alentejo Central	Montemor-o-Novo
Alentejo Central	Mora
Alentejo Central	Mourão
Alentejo Central	Portel
Alentejo Central	Redondo
Alentejo Central	Reguengos de Monsaraz
Alentejo Central	Vendas Novas
Alentejo Central	Viana do Alentejo
Alentejo Central	Vila Viçosa
Alentejo Litoral	Odemira
Alentejo Litoral	Alcácer do Sal
Alentejo Litoral	Grândola
Alentejo Litoral	Santiago do Cacém
Alentejo Litoral	Sines
Algarve	Albufeira
Algarve	Alcoutim
Algarve	Aljezur
Algarve	Castro Marim
Algarve	Faro
Algarve	Lagoa
Algarve	Lagos
Algarve	Loulé
Algarve	Monchique
Algarve	Olhão
Algarve	Portimão
Algarve	São Brás de Alportel
Algarve	Silves
Algarve	Tavira
Algarve	Vila do Bispo
Algarve	Vila Real de Santo António
Alto Alentejo	Alter do Chão
Alto Alentejo	Arronches
Alto Alentejo	Avis
Alto Alentejo	Campo Maior
Alto Alentejo	Castelo de Vide
Alto Alentejo	Crato
Alto Alentejo	Elvas
Alto Alentejo	Fronteira
Alto Alentejo	Gavião
Alto Alentejo	Marvão
Alto Alentejo	Monforte

NUTS III	Concelho
Alto Minho	Arcos de Valdevez
Alto Minho	Caminha
Alto Minho	Melgaço
Alto Minho	Monção
Alto Minho	Ponte da Barca
Alto Minho	Valença
Alto Minho	Viana do Castelo
Alto Minho	Vila Nova de Cerveira
Alto Minho	Paredes de Coura
Alto Minho	Ponte de Lima
Alto Tâmega e Barroso	Boticas
Alto Tâmega e Barroso	Chaves
Alto Tâmega e Barroso	Montalegre
Alto Tâmega e Barroso	Ribeira de Pena
Alto Tâmega e Barroso	Valpaços
Alto Tâmega e Barroso	Vila Pouca de Aguiar
Área Metropolitana do Porto	Arouca
Área Metropolitana do Porto	Espinho
Área Metropolitana do Porto	Santa Maria da Feira
Área Metropolitana do Porto	Oliveira de Azeméis
Área Metropolitana do Porto	São João da Madeira
Área Metropolitana do Porto	Vale de Cambra
Área Metropolitana do Porto	Gondomar
Área Metropolitana do Porto	Matosinhos
Área Metropolitana do Porto	Paredes
Área Metropolitana do Porto	Porto
Área Metropolitana do Porto	Póvoa de Varzim
Área Metropolitana do Porto	Valongo
Área Metropolitana do Porto	Vila do Conde
Área Metropolitana do Porto	Vila Nova de Gaia
Área Metropolitana do Porto	Maia
Área Metropolitana do Porto	Santo Tirso
Área Metropolitana do Porto	Trofa
Ave	Cabeceiras de Basto
Ave	Fafe
Ave	Guimarães
Ave	Póvoa de Lanhoso
Ave	Vieira do Minho
Ave	Vila Nova de Famalicão
Ave	Vizela
Ave	Mondim de Basto
Baixo Alentejo	Aljustrel
Baixo Alentejo	Almodôvar
Baixo Alentejo	Alvito
Baixo Alentejo	Barrancos
Baixo Alentejo	Beja





NUTS III	Concelho
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre
Alto Alentejo	Sousel
Baixo Alentejo	Moura
Baixo Alentejo	Ourique
Baixo Alentejo	Serpa
Baixo Alentejo	Vidigueira
Beira Baixa	Castelo Branco
Beira Baixa	Idanha-a-Nova
Beira Baixa	Oleiros
Beira Baixa	Penamacor
Beira Baixa	Proença-a-Nova
Beira Baixa	Sertão
Beira Baixa	Vila de Rei
Beira Baixa	Vila Velha de Ródão
Beiras e Serra da Estrela	Belmonte
Beiras e Serra da Estrela	Covilhã
Beiras e Serra da Estrela	Fundão
Beiras e Serra da Estrela	Almeida
Beiras e Serra da Estrela	Celorico da Beira
Beiras e Serra da Estrela	Figueira de Castelo Rodrigo
Beiras e Serra da Estrela	Fornos de Algodres
Beiras e Serra da Estrela	Gouveia
Beiras e Serra da Estrela	Guarda
Beiras e Serra da Estrela	Manteigas
Beiras e Serra da Estrela	Mêda
Beiras e Serra da Estrela	Pinhel
Beiras e Serra da Estrela	Sabugal
Beiras e Serra da Estrela	Seia
Beiras e Serra da Estrela	Trancoso
Cávado	Amares
Cávado	Barcelos
Cávado	Braga
Cávado	Esposende
Cávado	Terras de Bouro
Cávado	Vila Verde
Douro	Carrazeda de Ansiães
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Torre de Moncorvo
Douro	Vila Nova de Foz Côa
Douro	Alijó
Douro	Mesão Frio
Douro	Murça
Douro	Peso da Régua
Douro	Sabrosa
Douro	Santa Marta de Penaguião
Douro	Vila Real
Douro	Armamar

NUTS III	Concelho
Baixo Alentejo	Castro Verde
Baixo Alentejo	Cuba
Baixo Alentejo	Ferreira do Alentejo
Baixo Alentejo	Mértola
Grande Lisboa	Lisboa
Grande Lisboa	Loures
Grande Lisboa	Mafra
Grande Lisboa	Oeiras
Grande Lisboa	Sintra
Grande Lisboa	Vila Franca de Xira
Grande Lisboa	Amadora
Grande Lisboa	Odivelas
Lezíria do Tejo	Azambuja
Lezíria do Tejo	Almeirim
Lezíria do Tejo	Alpiarça
Lezíria do Tejo	Benavente
Lezíria do Tejo	Cartaxo
Lezíria do Tejo	Chamusca
Lezíria do Tejo	Coruche
Lezíria do Tejo	Golegã
Lezíria do Tejo	Rio Maior
Lezíria do Tejo	Salvaterra de Magos
Lezíria do Tejo	Santarém
Médio Tejo	Abrantes
Médio Tejo	Alcanena
Médio Tejo	Constância
Médio Tejo	Entroncamento
Médio Tejo	Ferreira do Zêzere
Médio Tejo	Mação
Médio Tejo	Sardoal
Médio Tejo	Tomar
Médio Tejo	Torres Novas
Médio Tejo	Vila Nova da Barquinha
Médio Tejo	Ourém
Oeste	Alcobaça
Oeste	Bombarral
Oeste	Caldas da Rainha
Oeste	Nazaré
Oeste	Óbidos
Oeste	Peniche
Oeste	Alenquer
Oeste	Arruda dos Vinhos
Oeste	Cadaval
Oeste	Lourinhã
Oeste	Sobral de Monte Agraço
Oeste	Torres Vedras
Península de Setúbal	Alcochete
Península de Setúbal	Almada
Península de Setúbal	Barreiro





NUTS III	Concelho
Douro	Lamego
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Penedono
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Sernancelhe
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Grande Lisboa	Cascais
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro
Região de Aveiro	Estarreja
Região de Aveiro	Ílhavo
Região de Aveiro	Murtosa
Região de Aveiro	Oliveira do Bairro
Região de Aveiro	Ovar
Região de Aveiro	Sever do Vouga
Região de Aveiro	Vagos
Região de Coimbra	Mealhada
Região de Coimbra	Arganil
Região de Coimbra	Cantanhede
Região de Coimbra	Coimbra
Região de Coimbra	Condeixa-a-Nova
Região de Coimbra	Figueira da Foz
Região de Coimbra	Góis
Região de Coimbra	Lousã
Região de Coimbra	Mira
Região de Coimbra	Miranda do Corvo
Região de Coimbra	Montemor-o-Velho
Região de Coimbra	Oliveira do Hospital
Região de Coimbra	Pampilhosa da Serra
Região de Coimbra	Penacova
Região de Coimbra	Penela
Região de Coimbra	Soure
Região de Coimbra	Tábua
Região de Coimbra	Vila Nova de Poiares
Região de Coimbra	Mortágua
Região de Leiria	Alvaiázere
Região de Leiria	Ansião
Região de Leiria	Batalha
Região de Leiria	Castanheira de Pêra
Região de Leiria	Figueiró dos Vinhos
Região de Leiria	Marinha Grande
Região de Leiria	Pedrogão Grande
Região de Leiria	Pombal
Região de Leiria	Porto de Mós

NUTS III	Concelho
Península de Setúbal	Moita
Península de Setúbal	Montijo
Península de Setúbal	Palmela
Península de Setúbal	Seixal
Península de Setúbal	Sesimbra
Península de Setúbal	Setúbal
Região de Aveiro	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha
Região de Leiria	Leiria
Tâmega e Sousa	Castelo de Paiva
Tâmega e Sousa	Celorico de Basto
Tâmega e Sousa	Amarante
Tâmega e Sousa	Baião
Tâmega e Sousa	Felgueiras
Tâmega e Sousa	Lousada
Tâmega e Sousa	Marco de Canaveses
Tâmega e Sousa	Paços de Ferreira
Tâmega e Sousa	Penafiel
Tâmega e Sousa	Cinfães
Tâmega e Sousa	Resende
Terras de Trás-os-Montes	Alfândega da Fé
Terras de Trás-os-Montes	Bragança
Terras de Trás-os-Montes	Macedo de Cavaleiros
Terras de Trás-os-Montes	Miranda do Douro
Terras de Trás-os-Montes	Mirandela
Terras de Trás-os-Montes	Mogadouro
Terras de Trás-os-Montes	Vila Flor
Terras de Trás-os-Montes	Vimioso
Terras de Trás-os-Montes	Vinhais
Viseu Dão Lafões	Aguai da Beira
Viseu Dão Lafões	Carregal do Sal
Viseu Dão Lafões	Castro Daire
Viseu Dão Lafões	Mangualde
Viseu Dão Lafões	Nelas
Viseu Dão Lafões	Oliveira de Frades
Viseu Dão Lafões	Penalva do Castelo
Viseu Dão Lafões	Santa Comba Dão
Viseu Dão Lafões	São Pedro do Sul
Viseu Dão Lafões	Sátão
Viseu Dão Lafões	Tondela
Viseu Dão Lafões	Vila Nova de Paiva
Viseu Dão Lafões	Viseu
Viseu Dão Lafões	Vouzela





ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt