



RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO 2023





FICHA TÉCNICA

Título: Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico – 2023

Edição: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Data de Aprovação: 03/10/2024

Outubro 2024



ÍNDICE

SUMMARY	1
SÍNTESE	5
1 INTRODUÇÃO	11
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	15
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	23
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	27
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	27
3.1.2 INDICADORES GERAIS	29
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	33
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	33
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	34
3.1.6 CONCLUSÕES	35
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	37
3.2.1 INDICADORES GERAIS	37
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	42
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS	43
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	44
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	44
3.2.6 CONCLUSÕES	48
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	49
3.3.1 INDICADORES GERAIS	50
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	53
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS	56
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	56
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	57
3.3.6 CONCLUSÕES	60
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	61
3.4.1 INDICADORES GERAIS	63
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	79
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	83
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	83
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	85
3.4.6 CONCLUSÕES	87
3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	89



3.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	91
3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	93
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE.....	95
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO.....	97
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ.....	99
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	101
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	103
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	105
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	107
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	111
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	113
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS	113
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	114
4.1.3	CONCLUSÕES.....	115
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	117
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	117
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	118
4.2.3	CONCLUSÕES.....	128
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	129
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	129
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	130
4.3.3	CONCLUSÕES.....	133
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – E-REDES	135
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	135
4.4.1.1	SUBESTAÇÕES.....	135
4.4.1.2	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	136
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	137
4.4.3	NÃO CONFORMIDADES EM POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE CLIENTE	138
4.4.4	CONCLUSÕES.....	140
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	141
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	143
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	145



4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	147
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	149
5	AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO	151
5.1	ENQUADRAMENTO	152
5.2	CARACTERIZAÇÃO.....	153
5.3	CONCLUSÕES.....	154
6	RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS	155
6.1	ENQUADRAMENTO	156
6.2	CARACTERIZAÇÃO.....	157
6.3	CONCLUSÕES.....	158
	ANEXOS	161



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções acidentais na RNT	28
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	29
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	30
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	30
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	31
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	31
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	32
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	34
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	39
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	40
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA.....	40
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA	41
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA	41
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2023.....	42
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2023	43
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	45
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	45
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	46
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	46
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	51
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	51
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	52
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM	53
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	53
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2023.....	54
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2023	54
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2023	55
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2023	55
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	57
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	58
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	58
Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	59



Figura 3-33 – NUTS III em Portugal continental	62
Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção	64
Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção	64
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT	65
Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT	65
Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT	66
Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT	67
Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT	67
Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT	68
Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT	68
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT	69
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT	69
Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2023	70
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2023	71
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2023	72
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2023	73
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2023	74
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2023	75
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2023	76
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2023	77
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2023	78
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2023	79
Figura 3-55 – Número de clientes afetados por nível de tensão	80
Figura 3-56 – Número de clientes afetados por nível de tensão	81
Figura 3-57 – Número de clientes afetados por nível de tensão	82
Figura 3-58 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2023	83
Figura 3-59 – Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	86
Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT	89
Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT	89
Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT	91
Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT	91
Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT	93
Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT	93
Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT	95



Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT	95
Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT	97
Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT	97
Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT	99
Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT	99
Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT	101
Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT	101
Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT	103
Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT	103
Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT	105
Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT	105
Figura 3-78 – Evolução do SAIDI BT	107
Figura 3-79 – Evolução do SAIFI BT	107
Figura 4-1 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação.....	139



ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	16
Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2023	17
Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2023.....	18
Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2023	19
Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2023.....	19
Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2023	20
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	25
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT	28
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT	32
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	33
Quadro 3-5 – Evento excecional na RNT.....	34
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2023	38
Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA	47
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2023	50
Quadro 3-9 – Evento excecional na RAM	56
Quadro 3-10 – Compensações na RAM	59
Quadro 3-11 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	61
Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2023	63
Quadro 3-13 – Impacto da depressão <i>Aline</i> nos indicadores de continuidade de serviço	80
Quadro 3-14 – Impacto da depressão <i>Ciarán</i> nos indicadores de continuidade de serviço	81
Quadro 3-15 – Impacto da depressão <i>Domingos</i> nos indicadores de continuidade de serviço	82
Quadro 3-16 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2023	84
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2023	114
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2023	115
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2023	119
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2023	119
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2023	120
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2023	120
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2023.....	121
Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2023	121
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2023	122



Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2023	122
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2023.....	123
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2023.....	123
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2023	124
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2023	124
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2023	125
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2023	125
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2023.....	126
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2023.....	126
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2023	127
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2023	127
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2023	131
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2023.....	131
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2023.....	132
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2023	132
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES).....	137
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES).....	138
Quadro 6-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2023.....	157

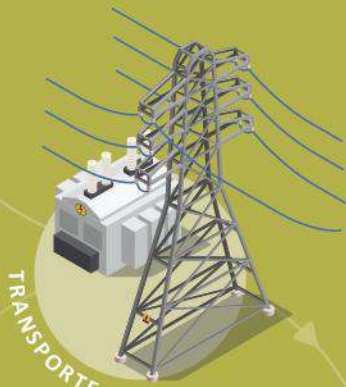




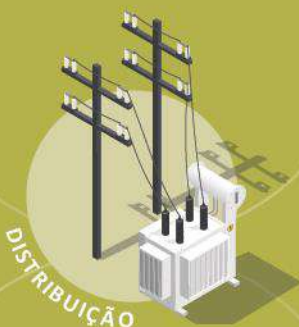
CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO



PRODUÇÃO



TRANSPORTE



DISTRIBUIÇÃO



CLIENTES

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE (RNT)

86
pontos
de entrega
(PdE)

9 409 km
de rede MAT



98,36%

Disponibilidade dos elementos da RNT

► Número médio anual de interrupções



0,08

interrupções/PdE

>100% face a 2022

► Duração média anual de interrupções

26,52

minutos/PdE

>100% face a 2022





REDES DE DISTRIBUIÇÃO



⚡ Número médio anual de interrupções sentidas pelos clientes BT



🕒 Duração média anual de interrupções sentidas pelos clientes BT



📄 Compensações pagas aos clientes BT







SUMMARY

The quality of service is a fundamental element in customers' assessment of the electricity supply service provided to them. Therefore, the Quality of Service Code (RQS) for the electricity and gas sectors provides that both companies in the electricity sector and the Energy Services Regulatory Authority (ERSE) must disclose information that characterizes and assesses the quality provided and the quality perceived by customers.

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

CONTINUITY OF SUPPLY

NATIONAL TRANSMISSION NETWORK

In 2023, eleven unplanned interruptions (seven long interruptions and four short interruptions) occurred on the National Transmission Network (RNT). Despite the occurrence of these long interruptions, individual continuity of supply standards were met at all delivery points.

The general continuity of supply indicators for the RNT in 2023 show, in general, a degradation in values when compared to the values recorded last year. Despite a degradation in most of the RNT's general indicators, the low number of interruptions recorded at the transmission network's delivery points demonstrates the network's level of reliability.

NATIONAL DISTRIBUTION NETWORK

In 2023, the performance of the distribution network operated by E-REDES was generally maintained in terms of customer-perceived continuity of supply, compared to 2022. In the specific case of the medium voltage (MV) network, in 2023 there was a significant improvement in the results for the continuity of supply indicators, compared to the previous year.

All the general continuity of supply standards established were met, both for the MV and low voltage (LV) networks, in the three quality of service zones.



In 2023, the total number of non-compliances with individual continuity of supply standards decreased by 24% compared to the previous year and the total amount of compensation paid to customers decreased by 35% compared to the amount paid in 2022.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the Autonomous Region of the Azores (RAA), there was a slight improvement in the general continuity of supply indicators in 2023, compared to the previous year. The reduction in unplanned interruptions arising from production and networks contributed to these results.

The comparison of the general indicators with the respective standards showed that there were no non-compliances in the RAA and its islands in the three service quality zones.

With regard to the individual continuity of supply indicators, there were 12 non-compliances with established standards. The amount of compensation paid by the RAA's distribution network operator (EDA) to customers was around 226 euros.

AUTONOMOUS REGION OF MADEIRA

In the Autonomous Region of Madeira (RAM), there was an improvement in continuity of supply indicators in 2023, compared to the previous year. This improvement was due to the absence of significant incidents, with no major influence from atmospheric phenomena, and a reduction in interruptions originating in production and networks.

In the RAM, in 2023, there was an improvement in the values of service continuity indicators, in relation to the values recorded in the previous year. Contributing to this improvement were the absence of significant incidents, without major influence from atmospheric phenomena, and the reduction in interruptions arising from production and networks.

In 2023, the general indicators standards were met. That year, there were 43 non-compliances with individual standards associated with the total duration of interruptions.

With regard to compensation, the amount of compensation paid to customers was 1 316 euros, a higher than the previous year.



DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2023, all distribution networks operators exclusively in low voltage operating in mainland Portugal complied with the continuity of supply standards.

POWER QUALITY

NATIONAL TRANSMISSION NETWORK

In 2023, 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 the harmonic voltage (5th, 7th and 11th harmonics) were identified. The evolution of these situations is being monitored by ERSE and no impacts on customers have been identified. In relation to voltage dips, it was found that, in 2023, the number of voltage dips per monitored delivery point increased by 45% compared to the previous year.

NATIONAL DISTRIBUTION NETWORK

In 2023, the National Distribution Network operated by E-REDES recorded some occasional situations of non-compliance in terms of flicker, supply voltage variations and harmonic voltage, which are being monitored by ERSE, in line with the previous year.

AUTONOMOUS REGION OF THE AZORES

In the RAA's distribution network, non-compliance with limit values associated with the following co-occurring phenomena were identified: flicker on the island of Corvo.

AUTONOMOUS REGION OF THE MADEIRA

In the RAM's distribution network, 317 voltage dips were recorded, at voltage levels of 230 V, 6.6 kV, 30 kV, 60 kV, of which 294 on the island of Madeira and 23 on the island of Porto Santo. Voltage swells were only recorded on the island of Madeira.



DISTRIBUTION NETWORKS EXCLUSIVELY IN LOW VOLTAGE

In 2023, five distribution networks operators exclusively in low voltage submitted information on the monitoring of power quality at their transformer substations.



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) devam 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 e da qualidade da energia elétrica, abrangendo os operadores de redes dos vários níveis de tensão.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2023, ocorreram na Rede Nacional de Transporte (RNT) 11 interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica (sete interrupções longas e quatro interrupções breves). Apesar da ocorrência destas interrupções de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço apurados para a RNT, em 2023, apresentam uma degradação dos valores na sua generalidade quando comparados com os valores registados no último ano. Apesar de verificar uma degradação da generalidade dos indicadores gerais da RNT, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos pontos de entrega da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2023, verificou-se globalmente a manutenção no desempenho da rede de distribuição operada pela E-REDES, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2022. No caso concreto da rede de média tensão (MT), em 2023, destaca-se uma melhoria significativa nos resultados apurados para os indicadores de continuidade de serviço, face ao verificado no ano anterior.



Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede de MT quer para a rede de baixa tensão (BT), nas três zonas de qualidade de serviço.

Em 2023, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço diminuiu 24%, face ao ano anterior, e o valor total das compensações pagas aos clientes diminuiu 35% comparativamente com o valor pago em 2022.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2023 uma ligeira melhoria nos indicadores gerais de continuidade de serviço face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a inexistência de incumprimentos na RAA e respetivas ilhas nas três zonas de qualidade de serviço.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 12 incumprimentos dos padrões estabelecidos. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi cerca de 226 euros.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2023 uma melhoria nos valores dos indicadores de continuidade de serviço, face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a ausência de incidentes significativos, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, e a redução das interrupções com origem na produção e nas redes.

Em 2023, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Nesse ano, verificaram-se 43 incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 1 316 euros, valor superior ao ano anterior.



REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2023, os todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão que operam em Portugal continental cumpriram os padrões de continuidade de serviço.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Em 2023, a REN – Rede Eléctrica Nacional efetuou medições de qualidade de energia elétrica em todos os pontos de entrega fornecidos pela RNT. Foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.ª, 7.ª e 11.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE e não foram identificados impactos em clientes. Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2023, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 45% relativamente ao ano anterior.

REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

Na rede elétrica da E-REDES registaram-se, em 2023, algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, valor eficaz de tensão e da distorção harmónica de tensão que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, em linha com o ano anterior.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Na rede elétrica da EDA, foram identificados incumprimentos dos valores limite associados aos seguintes fenómenos contínuos: tremulação na Ilha do Corvo.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na rede elétrica da EEM, registaram-se 317 cavas de tensão, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 294 na ilha da Madeira e 23 na Ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões foram registadas sobretensões apenas na Ilha da Madeira.



REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Em 2023, cinco operadores das redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão apresentaram informação sobre a monitorização de qualidade de energia elétrica dos seus postos de transformação.

1. INTRODUÇÃO







1 INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço percebida 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, abrangendo 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 electroprodutores, os operadores das redes e os clientes, e por agentes 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 percebida 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.

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 as empresas,
- análise da informação disponibilizada pelas empresas,
- análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas,
- realização, sempre que considerado necessário, de ações de inspeção e auditorias sobre qualidade de serviço às empresas.

O relatório encontra-se estruturado por temas, apresentando-se um enquadramento de cada tema, uma caracterização da situação atual e, 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 das empresas 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). 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, respetivamente, 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 que operam em Portugal, bem como as atividades por si exercidas.

**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
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

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.

REDES DE TRANSPORTE

A rede de transporte garante o escoamento da energia elétrica desde os centros electroprodutores até às subestações transformadoras, nas quais é feita a ligação, quer diretamente a clientes em muito alta tensão, quer à rede nacional de transporte (RNT) e 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.

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 elétrico 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 2023.

Quadro 2-2 – Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 2023

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	3 080
220	3 849
150	2 480
Total	9 409
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 920
MAT/AT	25 107
Total (MAT/MAT e MAT/AT)	40 027
Pontos de entrega	
86	

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 2023.



Quadro 2-3 – Caracterização das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2023

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	107	-	AT/MT	232	10
		-	2	MT/MT	6	2
	Terceira	-	79	MT/MT	84	6
	Pico	-	51	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	103	306	AT/MT	385	47
				MT/MT	209	
	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.

O Quadro 2-5 apresenta uma caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2023.



Quadro 2-4 – Caracterização das redes de distribuição em Portugal continental em 2023

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
E-REDES	AT	9 098	576	-	328
	MT	59 693	15 354	-	26 984
	BT	115 109	34 839	70 607	6 360 187
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 338
A Celer	BT	83	28	47	4 548
A Lord	BT	136	21	43	4 655
C. E. de Loureiro	BT	76	19	21	2 160
C. E. S. Simão de Novais	BT	78	7	32	3 449
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 609
CEVE	BT	286	51	95	9 738
Coopriz	BT	n.d.	n.d.	24	1 930
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	434
Total	AT	9 098	576	-	328
	MT	59 693	15 354	-	26 984
	BT	115 768	34 965	70 930	6 393 138

n.d. – informação não disponível

Quadro 2-5 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma dos Açores em 2023

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	25	-	-
	BT	141	22	69	3 919
São Miguel	MT	436	306	-	-
	BT	823	391	560	66 169
Terceira	MT	267	94	-	-
	BT	555	87	302	28 300
Graciosa	MT	56	10	-	-
	BT	92	8	53	3 272
São Jorge	MT	154	12	-	-
	BT	184	19	81	5 990
Pico	MT	157	38	-	-
	BT	308	36	142	10 115
Faial	MT	98	54	-	-
	BT	202	41	93	8 282
Flores	MT	74	13	-	-
	BT	60	13	34	2 488
Corvo	MT	-	4	-	-
	BT	-	5	2	287
Total	MT	1 308	556	-	-
	BT	2 365	622	1 336	128 822

**Quadro 2-6 – Caracterização das redes de distribuição da Região Autónoma da Madeira em 2023**

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Madeira	MT	405	784	-	-
	BT	2 494	713	1 686	139 721
Porto Santo	MT	13	61	-	-
	BT	43	88	94	4 867
Total	MT	418	845	-	-
	BT	2 537	801	1 780	144 588

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 baixa tensão depende significativamente da qualidade de serviço das redes a montante, designadamente de média tensão, o referido incentivo foca-se na média tensão. 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 média tensão, 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 3 minutos), acompanha-se também o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 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 previstas¹ e acidentais²) 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 excepcional

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.



que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

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 ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências; iv) o evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes 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 DREn da RAM.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço gerais 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 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 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 deve o mesmo ser devolvido 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 3 minutos), considera também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 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 2023 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas (sete interrupções acidentais) e quatro interrupções de fornecimento breves (quatro interrupções acidentais), afetando dez dos 86 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano. Refira-se que no ano 2022 foram contabilizadas duas interrupções de fornecimento longas.

O Quadro 3-2 apresenta o número e a duração das interrupções acidentais verificadas em 2023 por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF_1 .

A ENF_1 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 (ENF_2) são indiretamente imputáveis à rede e transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.



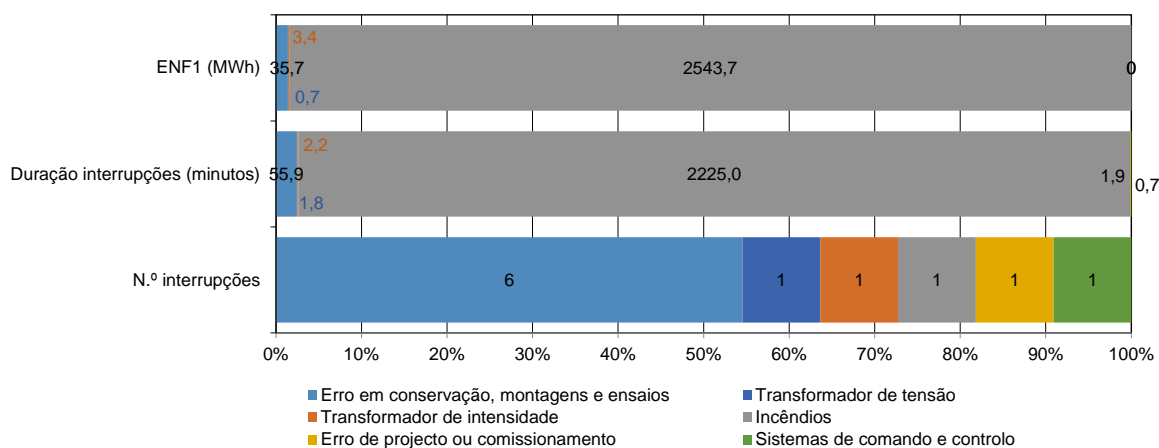
Quadro 3-2 – Interrupções acidentais na RNT

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração Total das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total
		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	
Lusosider	60	0	1	1	0,00	8,80	8,80	0,00	0,60	0,60
Luzianes (IP)	60	2	0	2	2,60	0,00	2,60	0,00	0,00	0,00
Pegões (IP)	60	0	1	1	0,00	9,40	9,40	0,00	0,10	0,10
Quinta Grande (IP)	60	0	1	1	0,00	9,70	9,70	0,00	0,00	0,00
Seixal (Siderurgia Longos Seixal)	60	0	1	1	0,00	2225,00	2225,00	0,00	2543,70	2543,70
Subestação de Évora	60	0	1	1	0,00	4,70	4,70	0,00	5,00	5,00
Subestação de Oleiros	60	1	0	1	2,20	0,00	2,20	3,40	0,00	3,40
Subestação de Porto Alto	60	0	1	1	0,00	10,80	10,80	0,00	7,66	7,66
Subestação de Setúbal	60	0	1	1	0,00	12,50	12,50	0,00	22,35	22,35
Subestação de Tábua	60	1	0	1	1,80	0,00	1,80	0,70	0,00	0,70
Total		4	7	11	6,60	2280,90	2287,50	4,10	2579,41	2583,51
Total (%)		36,4	63,6	100,0	0,3	99,7	100,0	0,2	99,8	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções longas com origem nesta rede (ENF₁) foi de 2 579,41 MWh em 2023. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 99,8%.

Na Figura 3-1 apresentam-se as causas de todas as interrupções acidentais de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2023, 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



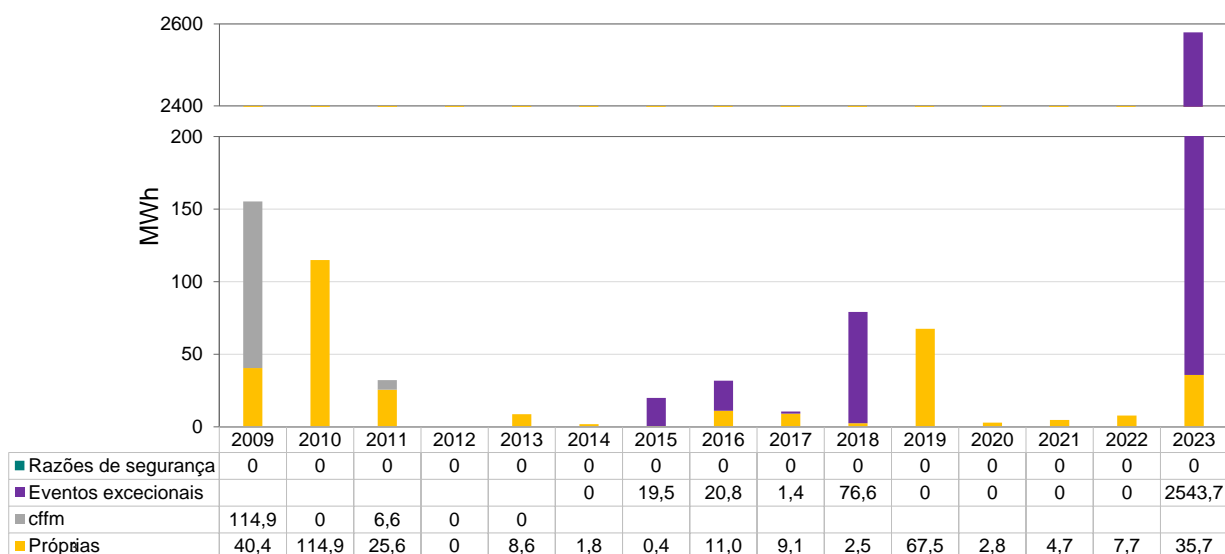
Em 2023, a interrupção com origem em incêndio corresponde à causa com maior impacto na ENF₁.



3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, as figuras apresentadas desde a Figura 3-2 à Figura 3-7 apresentam a evolução entre os anos 2009 e 2023 dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas. É apresentada também a evolução do indicador geral de continuidade de serviço MAIFI para as interrupções breves entre os anos 2014 e 2023.

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT



³ 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

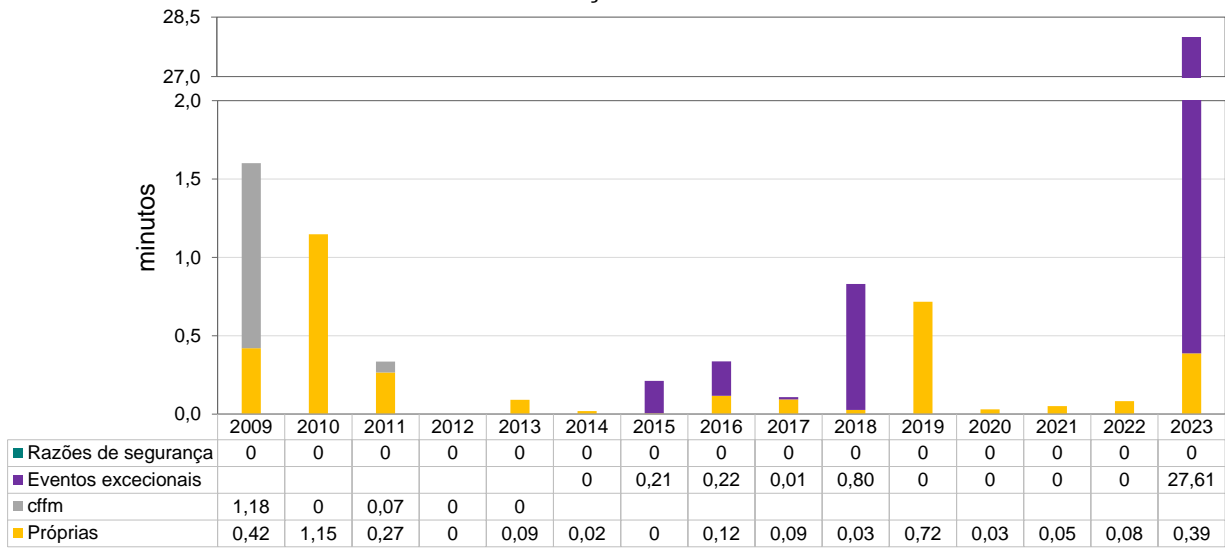


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

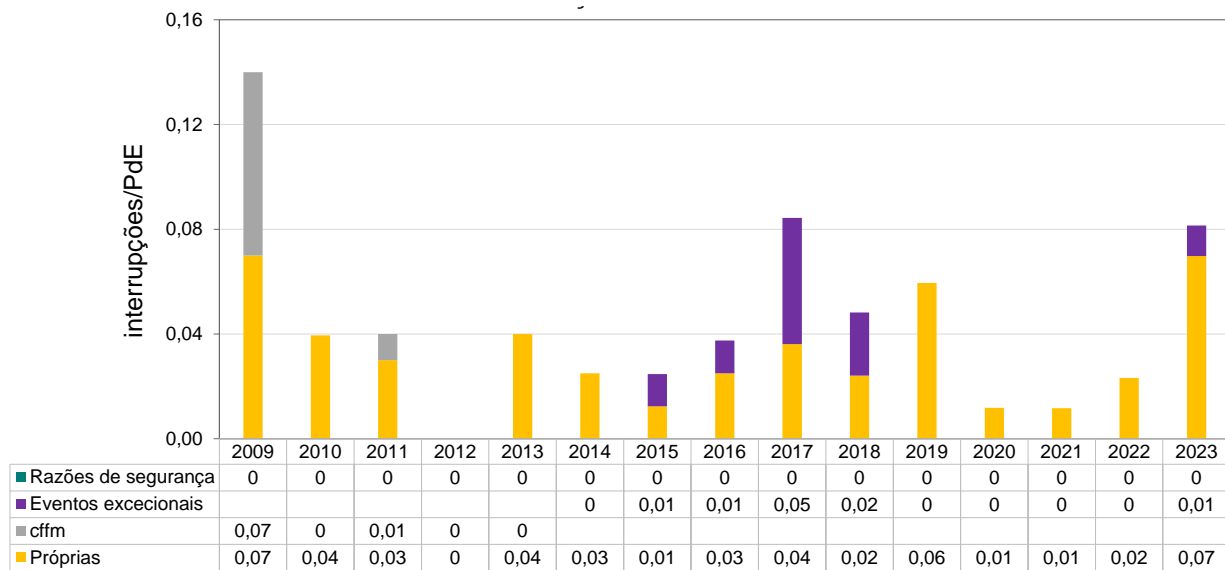




Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

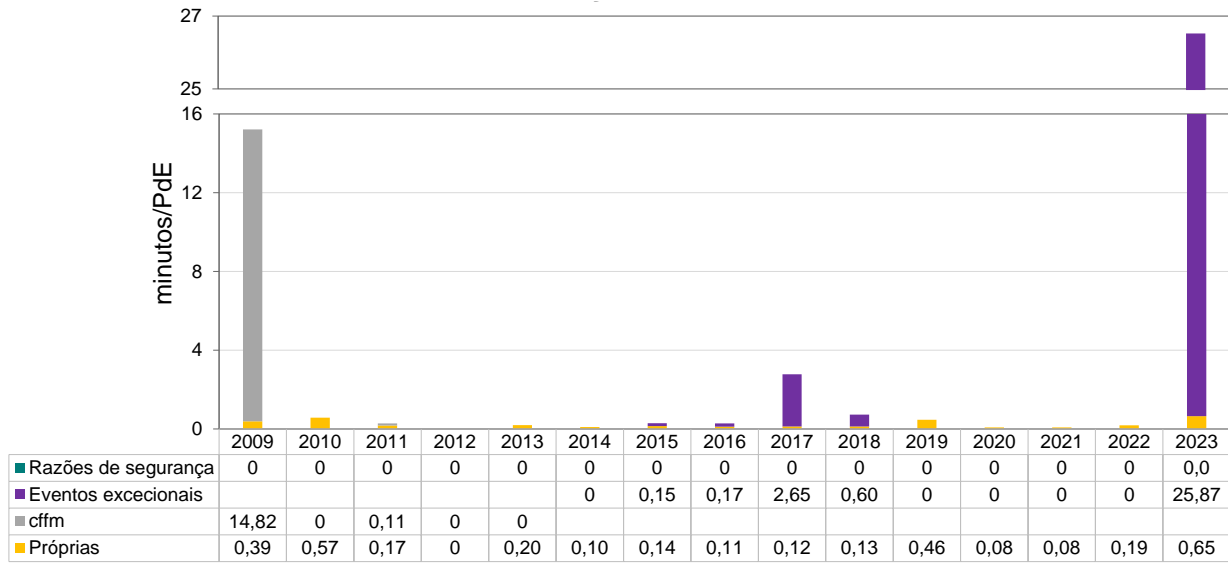


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

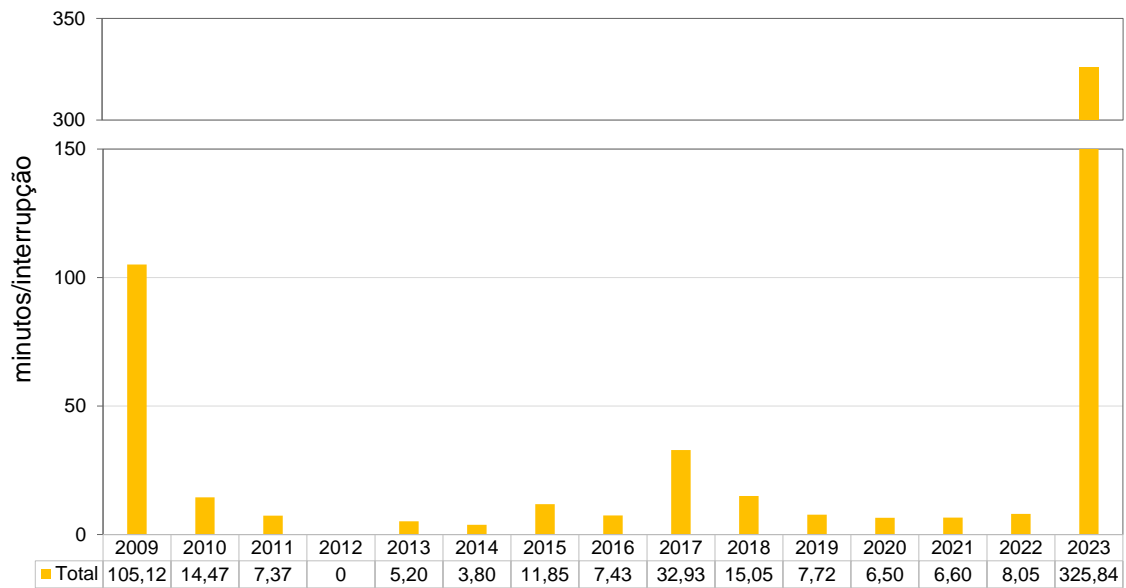
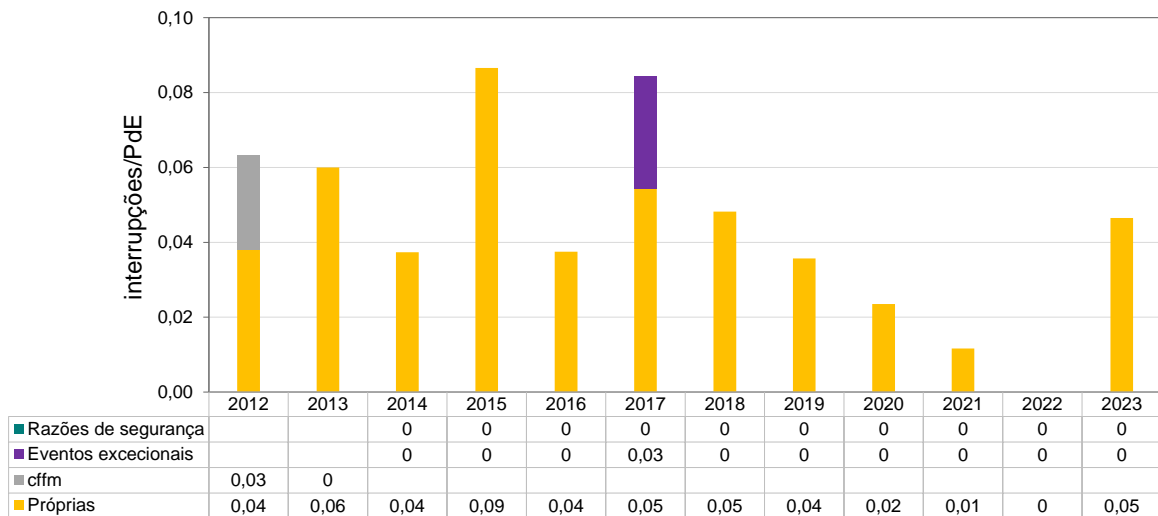




Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT mostra que 2023 apresentou um aumento dos valores dos indicadores quando comparado com os valores registados nos últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido onze interrupções de serviço nos pontos de entrega, na qual se destaca a interrupção no ponto de entrega do grande cliente industrial no Seixal, classificada como Evento Excepcional, com a duração de 2 225 minutos, correspondendo a uma ENF de 2 543,70 MWh.

Apesar de verificar uma degradação da generalidade dos indicadores gerais da RNT, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos pontos de entrega da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

No Quadro 3-3 apresentam-se os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2023, desagregados de acordo com o tipo de interrupção.

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

Indicador geral	Acidentais	
	Não excepcionais	Eventos Excepcionais
ENF₁ (MWh)	35,71	2543,70
TIE (minutos)	0,39	27,61
SAIFI (interrupções/PdE)	0,07	0,01
SAIDI (minutos/PdE)	0,65	25,87
SARI (minutos/interrupção)	7,99	317,86
MAIFI (interrupções/PdE)	0,05	0



A empresa concessionária da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha. No Quadro 3-4 apresenta-se essa informação relativa ao ano de 2023.

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

Ano	Número de defeitos global por 100 km de linha
2021	1,60
2022	1,15
2023	1,85

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha, registado a nível global na RNT em 2023, verificou um aumento face a 2022.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2023, se terem registado interrupções 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.

3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2023, a ERSE aprovou a classificação de um incidente como evento excecional, na sequência de pedido fundamentado por parte da REN. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG.

O incidente classificado como evento excecional teve como causa um incêndio registado na freguesia de Castanheira do Ribatejo, concelho de Vila Franca de Xira, tendo no dia 22 de outubro de 2023 afetado a linha de 220 kV Carregado – Seixal. Este evento deu origem a uma interrupção de fornecimento de energia elétrica que afetou exclusivamente o grande cliente industrial no Seixal, unidade industrial localizada no concelho do Seixal, distrito de Setúbal, alimentada exclusivamente por uma linha de Muito Alta Tensão.

A contribuição do referido evento excecional para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no Quadro 3-5.



Quadro 3-5 – Evento excepcional na RNT

Indicador geral	Evento de 22 de outubro de 2023	
	Impacto do evento	Contribuição para o valor anual
ENF ₁ (MWh)	2 543,70	98,62%
TIE (minutos)	27,61	98,62%
SAIFI (interrupções/PdE)	0,01	14,29%
SAIDI (minutos/PdE)	25,87	97,55%
SARI (minutos/interrupção)	317,86	97,55%
MAIFI (interrupção/PdE)	0	0%

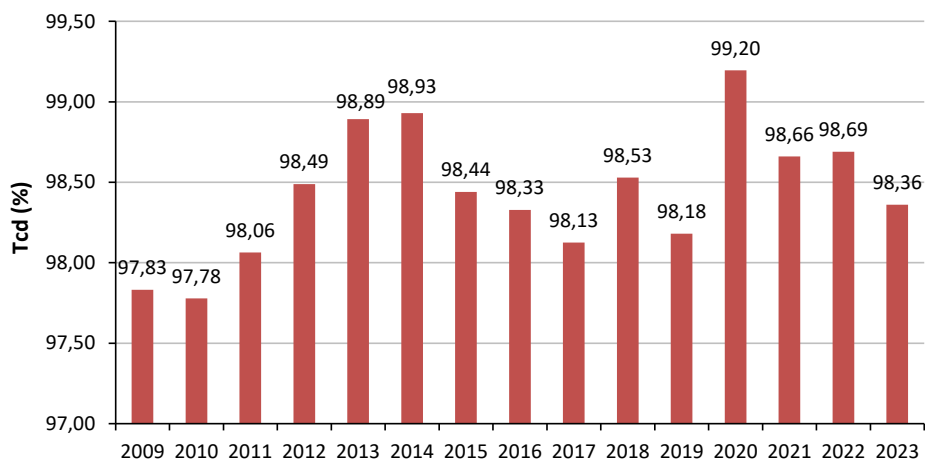
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

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

A disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas e dos transformadores de potência.

Na Figura 3-8 é apresentada a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT registrada em 2023, tendo nesse ano atingido o valor de 98,36%. Contrariamente ao verificado no último ano, verifica-se uma ligeira redução da disponibilidade dos elementos da RNT.

Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT





3.1.6 CONCLUSÕES

Em 2023, ocorreram na RNT sete interrupções acidentais de fornecimento longas e quatro interrupções acidentais de fornecimentos breves.

Apesar da ocorrência destas interrupções de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega.

A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que 2023 apresentou um aumento dos valores na generalidade dos indicadores gerais, quando comparado com os valores registados nos últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido 11 interrupções de serviço nos pontos de entrega, nas quais se destaca a interrupção no ponto de entrega do grande cliente industrial no Seixal, classificada como Evento Excepcional, com a duração de 2 225 minutos, correspondendo a uma ENF de 2 543,70 MWh.





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 2023 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 possuem 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 3-6, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

**Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2023**

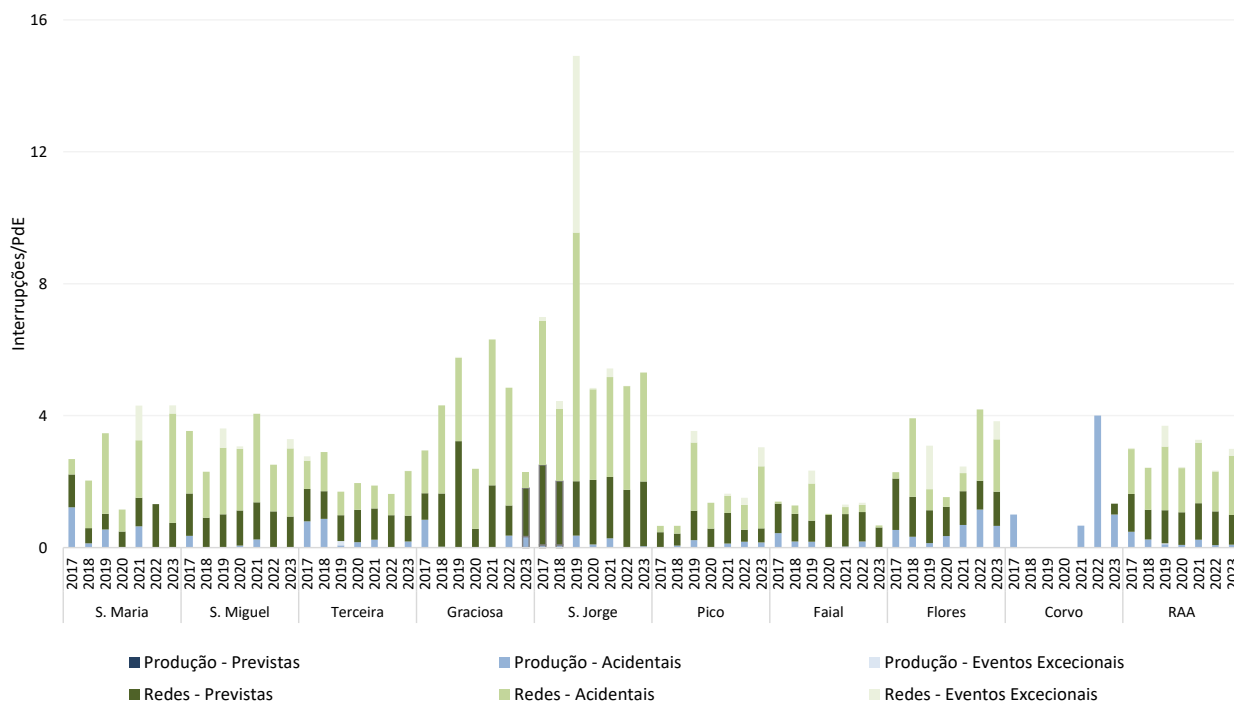
Indicador RAA	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	43,85	88,14	27,50	159,49
TIEPI (min)	27,58	55,46	17,29	100,31
SAIFI MT (int./PdE)	0,50	3,00	0,59	4,09
SAIDI MT (min/PdE)	36,65	72,82	26,87	136,34
MAIFI MT (int./PdE)	0,90	1,89	0,20	2,99
SAIFI BT (int./cliente)	0,56	3,68	0,72	4,96
SAIDI BT (min/cliente)	31,00	94,57	33,67	159,24

A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDA, as interrupções acidentais têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções previstas corresponde, em média, a 31% do SAIDI das interrupções acidentais. Em relação ao número de interrupções o impacto é inferior. O indicador SAIFI das interrupções previstas corresponde, em média, a 13% do valor das interrupções acidentais.

Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIDI e SAIFI para os pontos de entrega em MT e clientes BT, para o período 2017-2023, e ainda o desempenho do indicador MAIFI MT referente a interrupções breves. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado nas Figura 3-9 a Figura 3-13.



Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA



Em 2023, verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 60% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 3% para total de interrupções. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Faial, Flores, Graciosa e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de aumento do número de interrupções com duração inferior a três minutos.



Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA

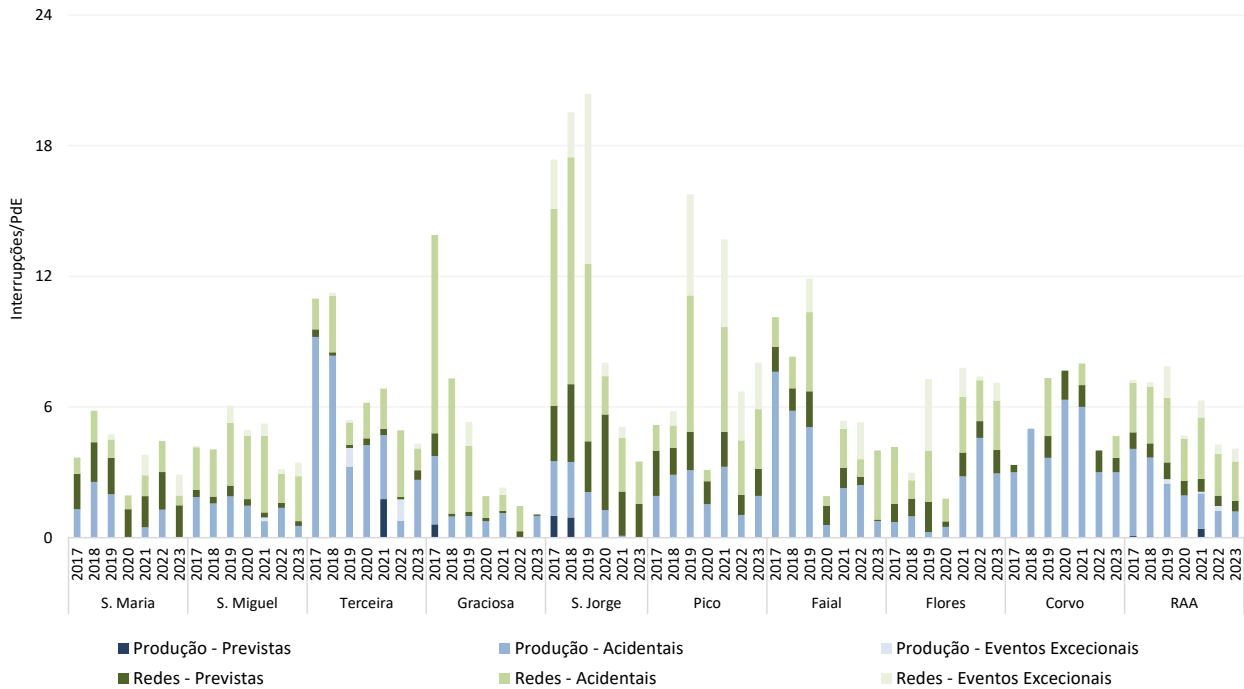
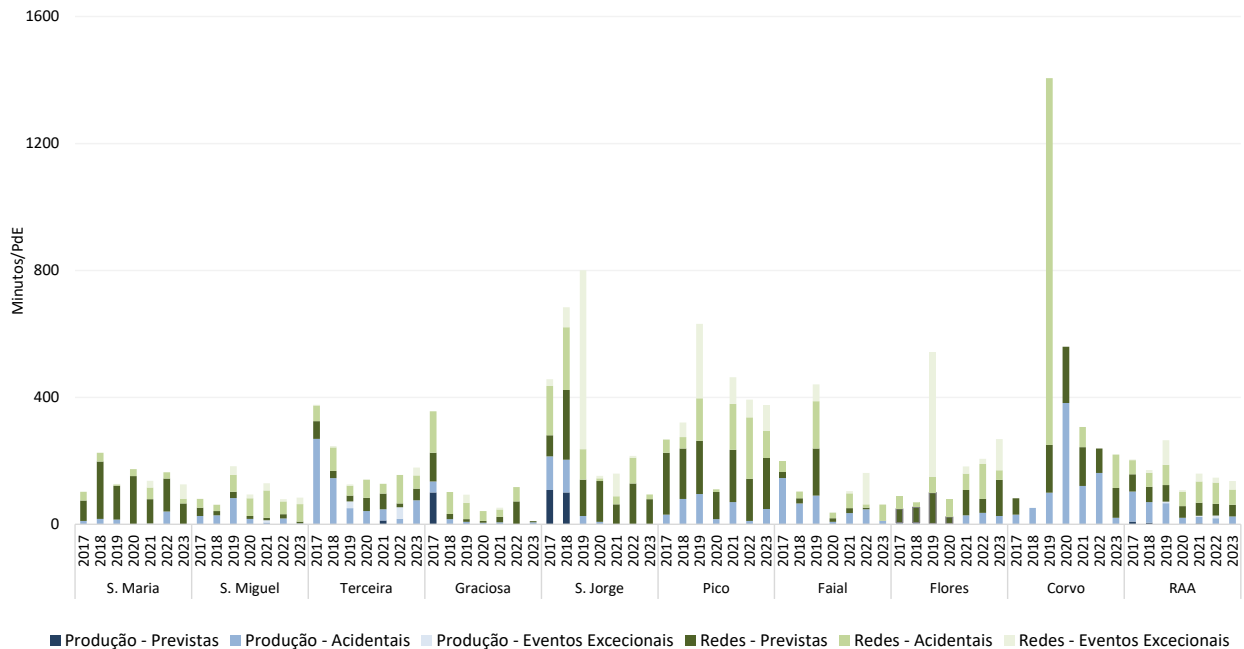


Figura 3-11 – Evolução do SAIDI MT na RAA



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 ligeiramente inferiores aos dos valores registados em 2022. Refira-se que a ilha de São Miguel, a ilha Terceira e a ilha do Corvo apresentaram uma ligeira degradação do indicador SAIDI MT devido especialmente ao aumento da ocorrência de interrupções com origem nas redes.



Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA

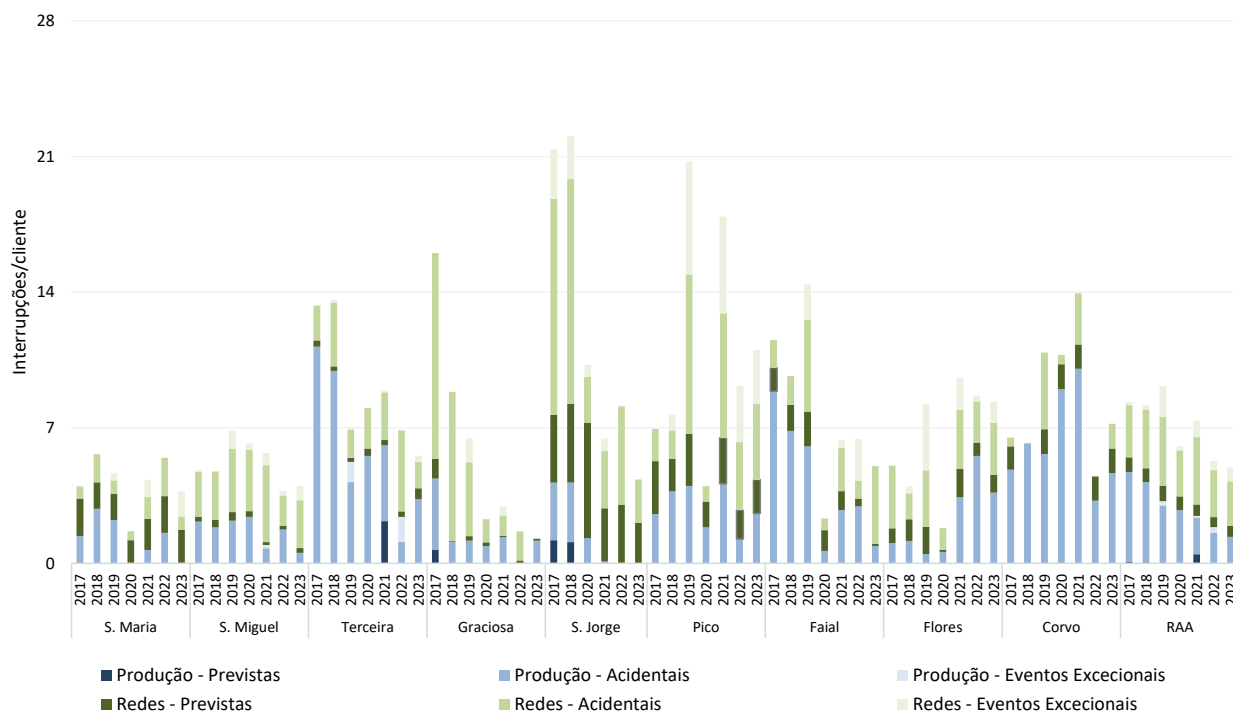
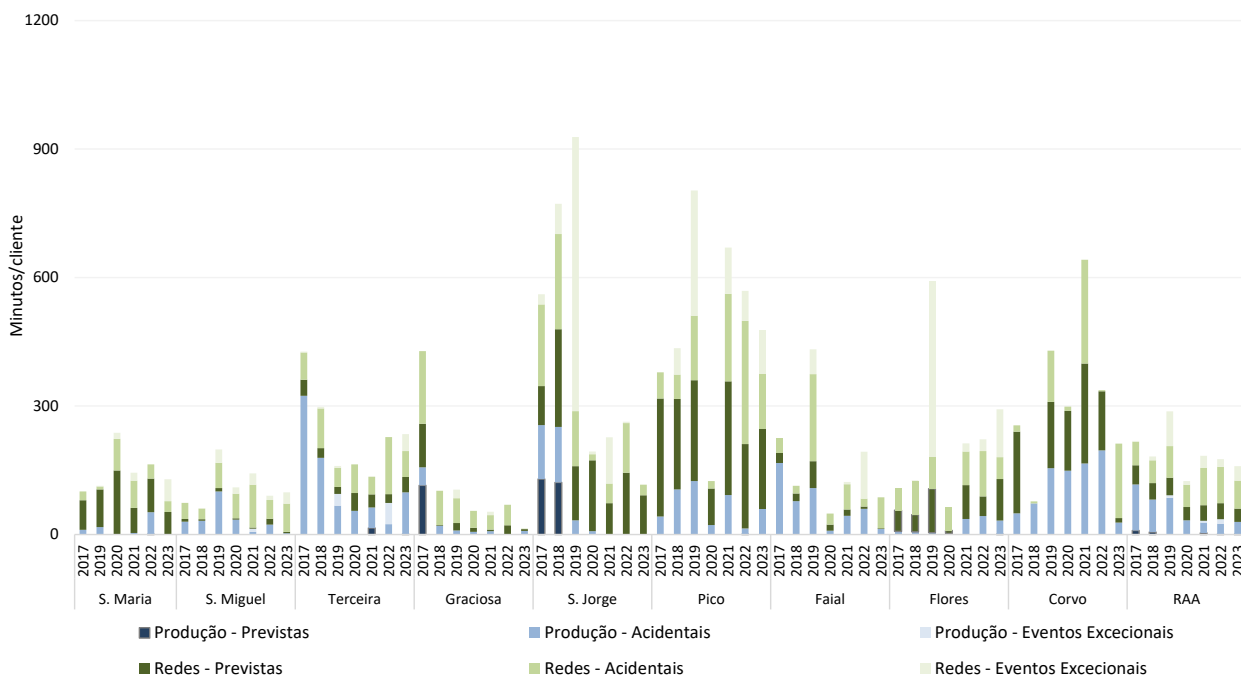


Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA



Em 2023, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são inferiores quando comparado com o ano anterior.

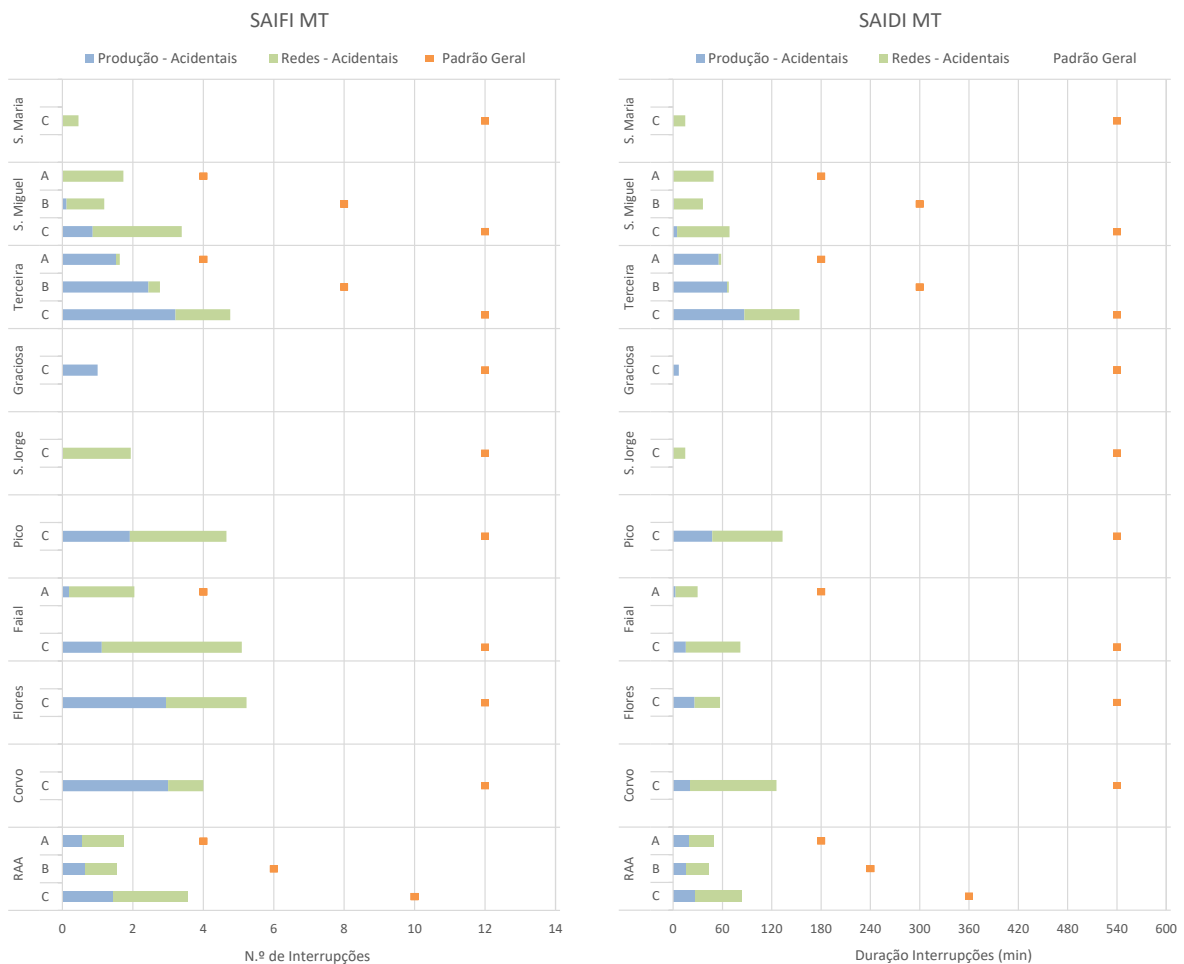


3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS

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 3-14 e na Figura 3-15 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.

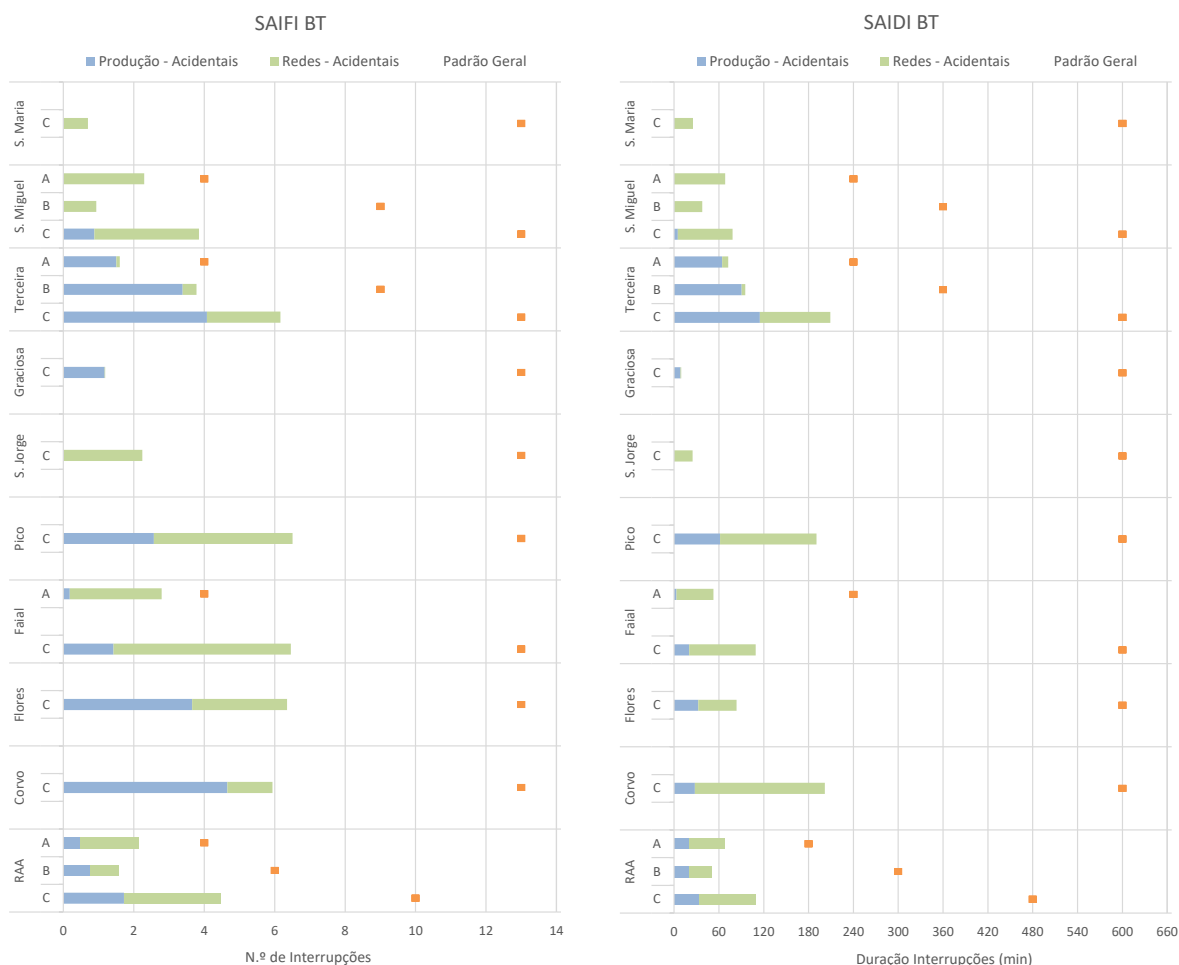
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2023



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 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2023



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.

3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2023, a ERSE aprovou a classificação de 23 eventos excecionais⁴ 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

⁴ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).



competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram vento de intensidade excepcional (12), descarga atmosférica direta (10) e escavações (1).

3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída 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 S. Jorge, 2 MWh na ilha de S. Maria e 10 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira.

No decorrer de 2023 registaram-se quatro incidentes de grande impacto, tendo cada um deles ocorrido:

- na ilha das Flores, no dia 27 de fevereiro de 2023, causado por condições meteorológicas adversas, ventos de intensidade excepcional, que provocaram o disparo da linha de media tensão Lajes-Morro Alto, tendo afetado 755 clientes e com energia não distribuída de 1,73 MWh;
- na ilha do Corvo, no dia 25 de junho de 2023, devido a trabalhos de manutenção programada da subestação da central termoelétrica, tendo afetado 288 clientes e com energia não distribuída de 0,33 MWh;
- na ilha Terceira, no dia 16 de julho de 2023, devido a trabalhos de manutenção programada da subestação da central termoelétrica de Belo Jardim, tendo afetado 28 433 clientes e com energia não distribuída de 16,43 MWh;
- na ilha de São Miguel, no dia 30 de julho de 2023, causado por um incêndio, que provocou o disparo do transformador de potência da subestação dos Milhafres, tendo afetado 34 841 clientes e com energia não distribuída de 16,00 MWh.

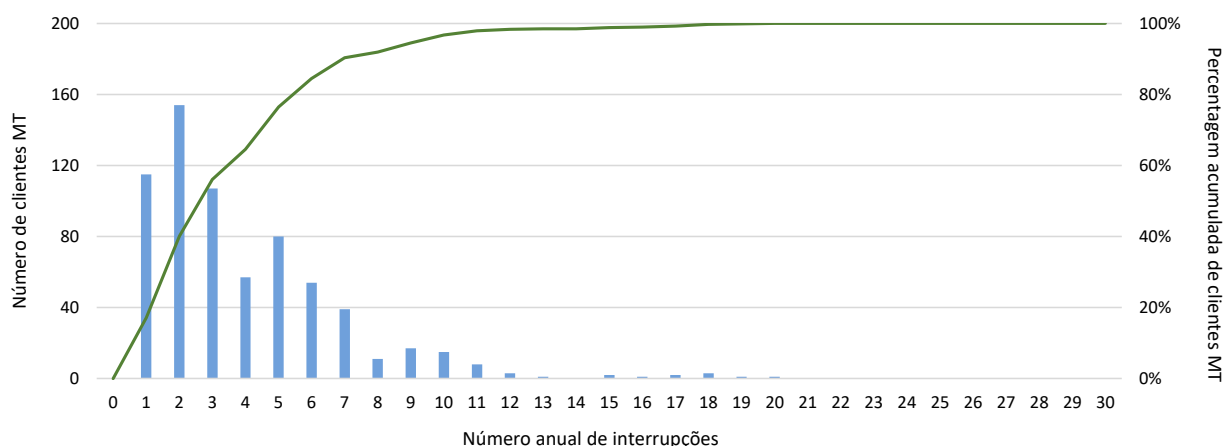
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES

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 cada uma das interrupções registadas ao longo do período de um ano.

A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

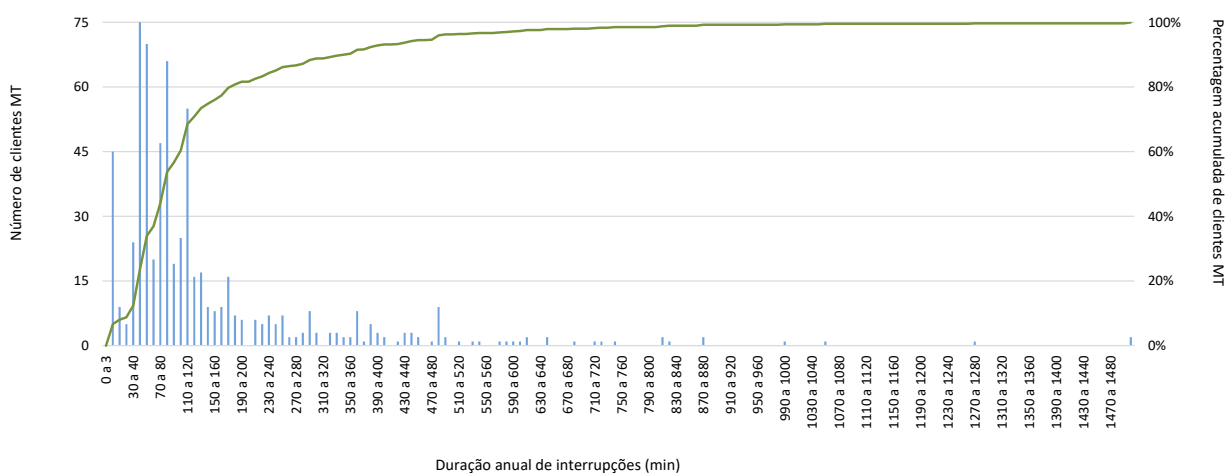


Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA



A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

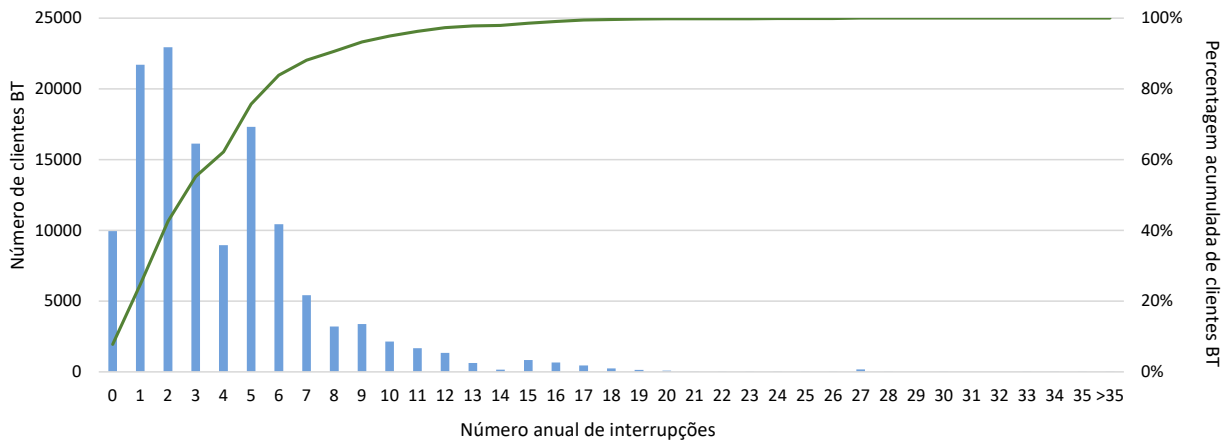
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA



A Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

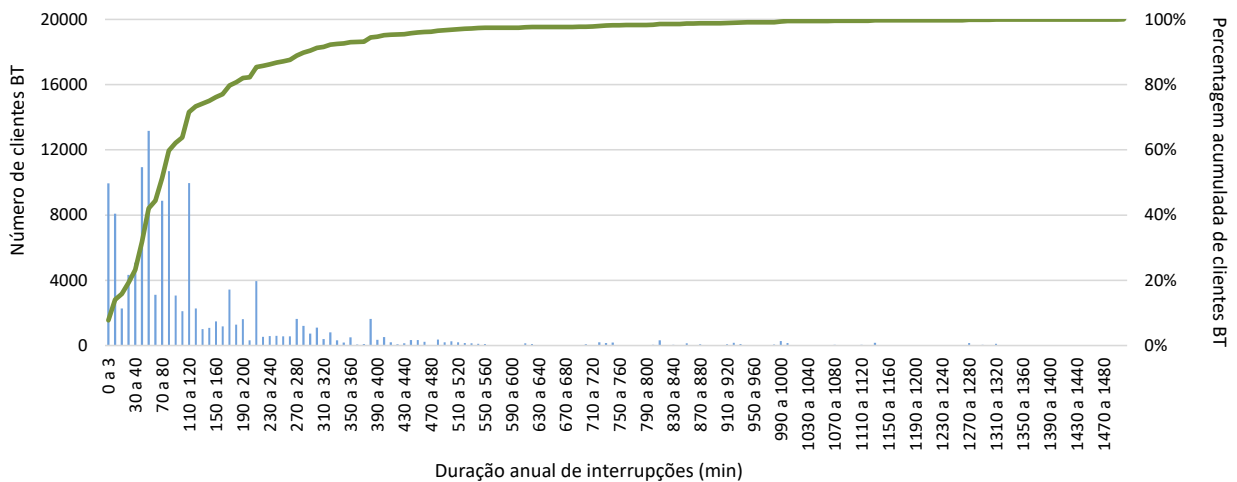


Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA



A Figura 3-19 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA



O Quadro 3-7 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 2023.

**Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA**

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	A							
		B					3		3
		C							
	Terceira	A					6		6
		B							
		C							
	Pico	C					3		3
Total						12		12	
Montante (euros)	São Miguel	A							
		B					144,93		144,93
		C							
	Terceira	A					40,98		40,98
		B							
		C							
	Pico	C					40,48		40,48
Total						226,39		226,39	

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 12 situações de incumprimento que corresponderam exclusivamente a clientes em BT.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a cerca de 226 euros (em 2022 este valor foi de 887 euros). Para além deste montante, a EDA devolveu à tarifa, por dedução nas tarifas de acesso às redes, o valor de 24 cêntimos.

Na RAA, em 2023, registaram-se 12 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de BTN, tendo sido pagos aos clientes cerca de 226 euros em compensações. Em 2022, o número de incumprimentos tinha sido de 25, sendo 24 relativos à duração de interrupções e um relativo ao número de interrupções.

A ilha de São Miguel representa a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 64% do montante total, com especial incidência na zona B de qualidade de serviço.



3.2.6 CONCLUSÕES

Em 2023, registou-se uma ligeira melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais com origem na produção e nas redes.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a inexistência de incumprimentos na RAA e respetivas ilhas nas três zonas de qualidade de serviço.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 12 incumprimentos dos padrões estabelecidos. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi cerca de 226 euros.



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 2023, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excepcionais.

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 possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam no Quadro 3-8, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2023

Indicador RAM	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
END (MWh)	23,08	28,78	3,51	55,37
TIEPI (min)	12,87	15,57	1,61	30,05
SAIFI MT (int./PdE)	0,20	0,51	0,05	0,75
SAIDI MT (min/PdE)	16,83	20,48	3,64	40,95
MAIFI MT (int./PdE)	0,02	0,23	0,01	0,26
SAIFI BT (int./cliente)	0,19	0,52	0,02	0,73
SAIDI BT (min/cliente)	19,93	21,17	1,86	42,97

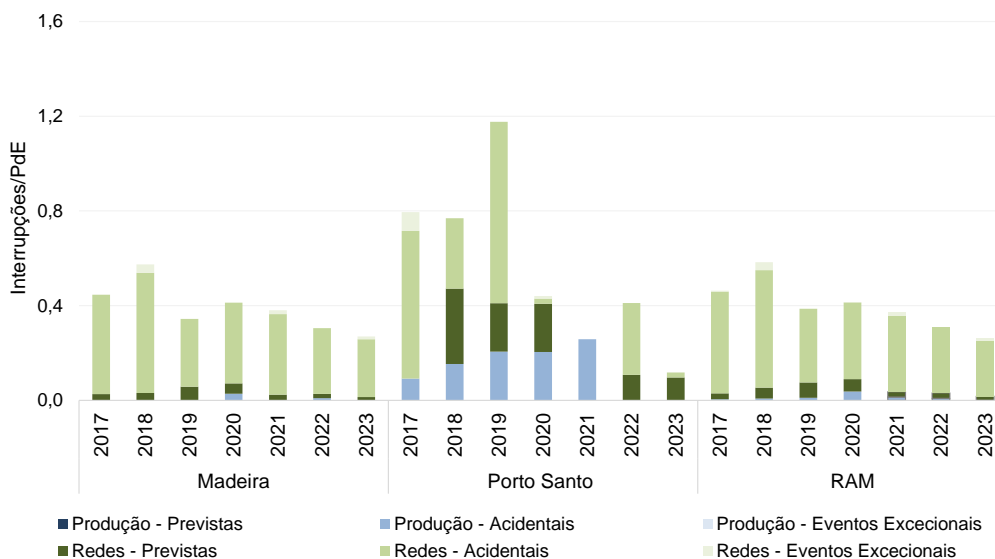
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EEM, as interrupções acidentais são as que têm o impacto mais significativo. Na rede de MT, verifica-se que o contributo das interrupções acidentais diminuiu comparativamente aos resultados atingidos no ano anterior.

Numa perspetiva global, em 2023, a continuidade de serviço nas redes elétricas da EEM apresentou uma melhoria no seu desempenho, face ao ano anterior, contribuindo para estes resultados a ausência de incidentes de grande relevância, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, e a redução das interrupções com origem na produção e nas redes.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2017-2023 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.



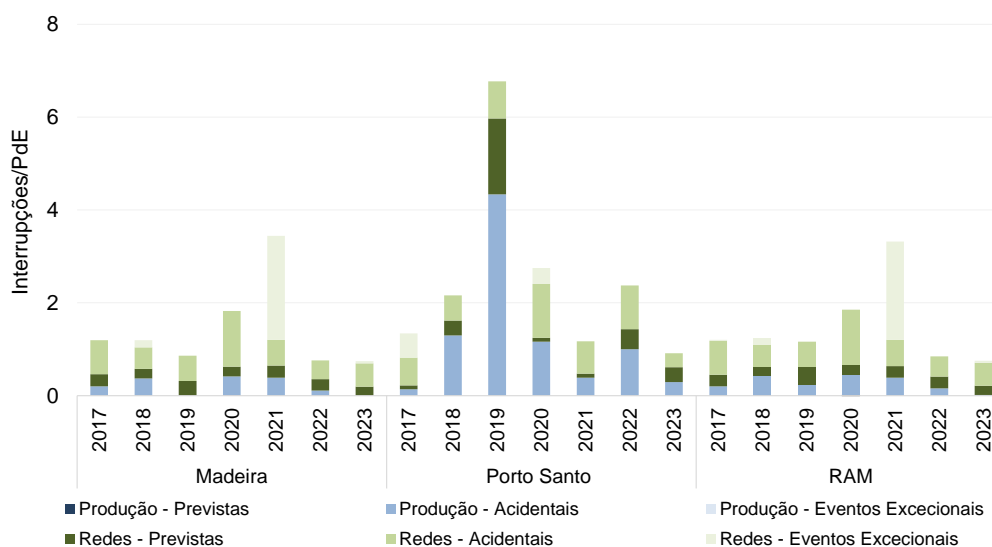
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM



Em 2023, manteve-se a tendência de melhoria no indicador MAIFI MT para a RAM devido especialmente à redução da ocorrência de interrupções acidentais com origem nas redes.

Seguidamente, na Figura 3-21 e na Figura 3-22 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2017-2023. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais.

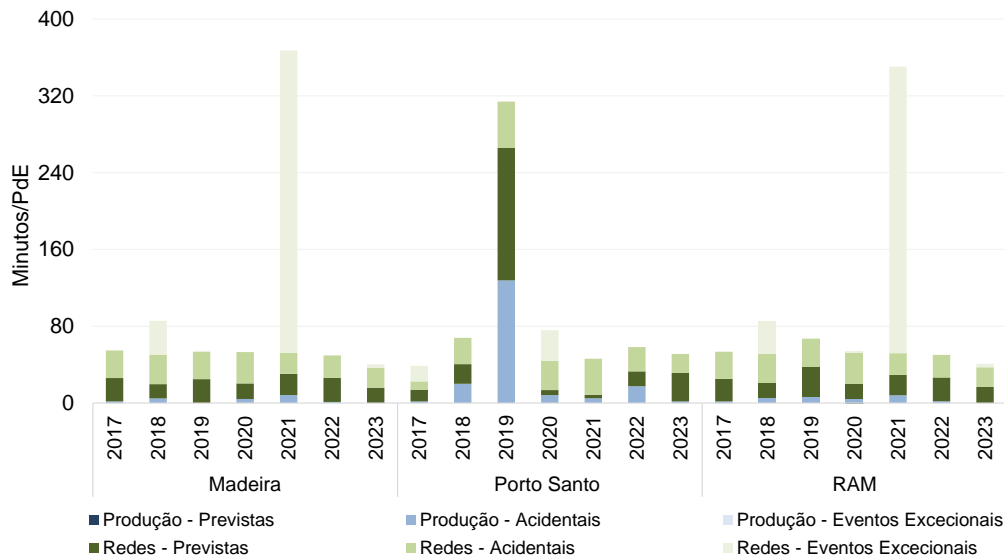
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM





Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que tanto na ilha da Madeira como na RAM foram alcançados os melhores valores deste indicador desde os últimos dez anos. A melhoria do desempenho do SAIFI MT deveu-se à ausência de interrupções com origem na produção e à redução de interrupções previstas em 2023.

Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM



No que respeita aos indicadores SAIDI MT da RAM e da ilha da Madeira, verificou-se uma melhoria dos valores dos indicadores motivada pela ausência de interrupções com origem na produção, pela ausência de ocorrências de grande relevância, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, bem como pela redução das interrupções com origem nas redes.

No que respeita à ilha do Porto Santo, em 2023, o indicador SAIDI MT resultou maioritariamente da ocorrência de interrupções previstas com origem nas redes.

Seguidamente, na Figura 3-23 e na Figura 3-24 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT para o período 2017-2023.



Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM

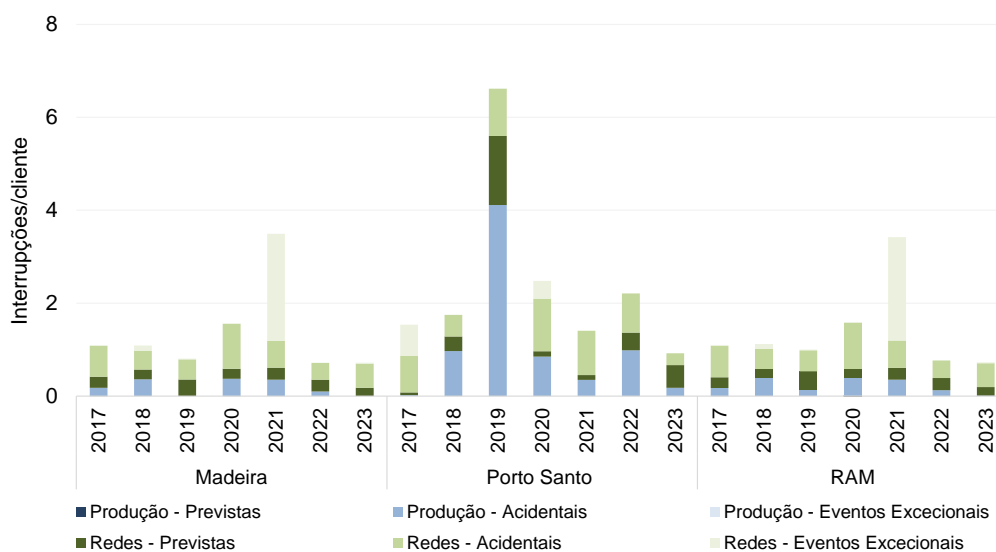
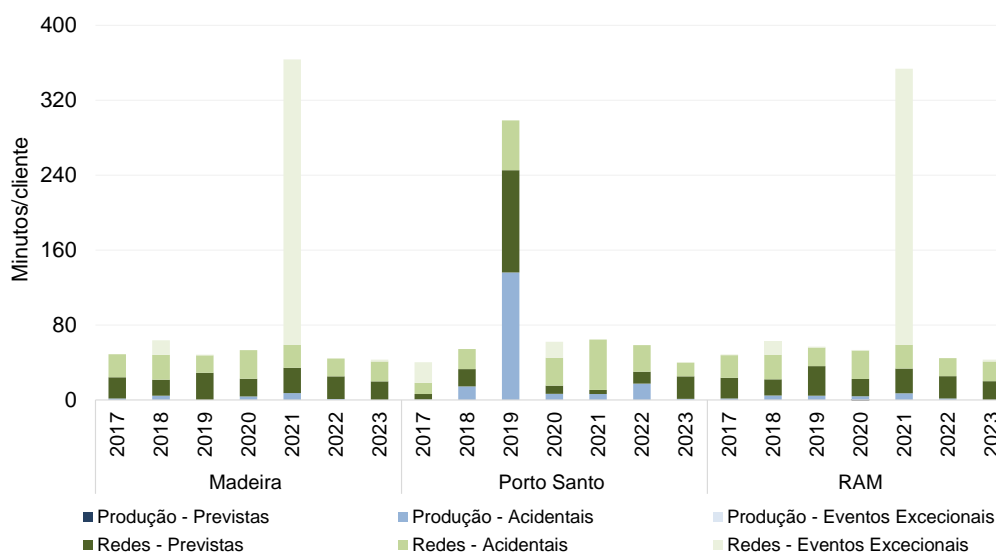


Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM



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 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 3-25 e na Figura 3-26 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 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2023

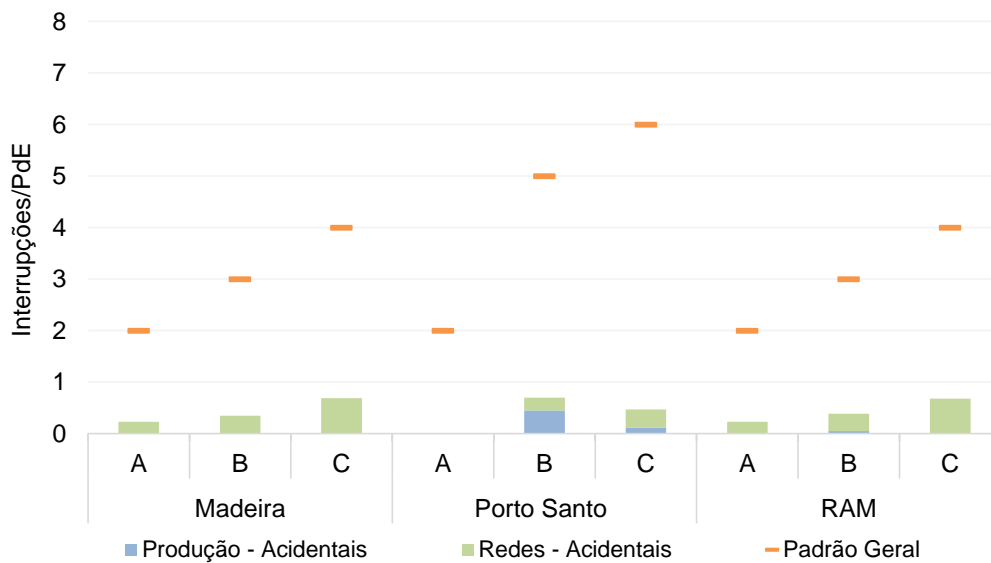
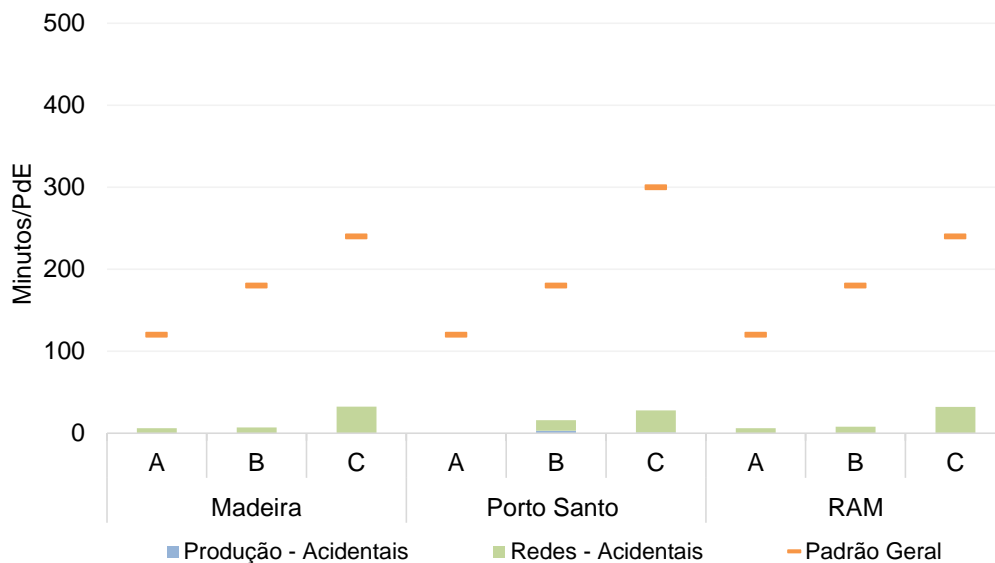


Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2023



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 3-27 e na Figura 3-28, em que se verifica que em todas as zonas de qualidade de serviço os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.

Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2023

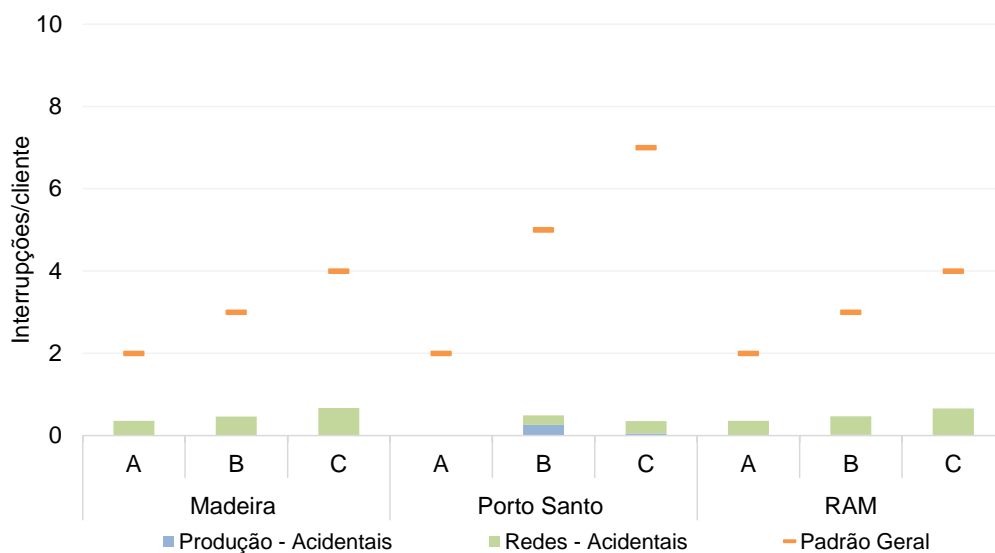


Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2023





3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2023, a ERSE recebeu do operador de rede EEM um pedido de classificação de incidente como evento excecional, tendo o seu parecer sido positivo.

O incidente classificado como evento excecional ocorreu no dia 10 de outubro e teve como causa um incêndio que deflagrou no concelho e freguesia da Calheta, afetando, essencialmente, a rede de baixa tensão. Com condições meteorológicas favoráveis de temperatura, humidade e vento, o incêndio propagou-se ao concelho vizinho do Porto Moniz, tendo sido extinto no dia 16 de outubro. O incidente afetou na sua maioria a rede de baixa tensão num total de 2292 clientes e a rede média tensão com 54 postos de transformação interrompidos.

O impacto do evento excecional para os valores totais dos indicadores gerais de continuidade de serviço é apresentado no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Evento excecional na RAM

Indicador geral	Evento de 10 de outubro de 2023	
	Impacto do evento	Contribuição para o valor anual
END (MWh)	3,51	6,34
TIEPI (min)	1,61	5,36
SAIFI MT (int./PdE)	0,05	6,67
SAIDI MT (min/PdE)	3,64	8,89
MAIFI MT (int./PdE)	0,01	3,85
SAIFI BT (int./cliente)	0,02	2,74
SAIDI BT (min/cliente)	1,86	4,33

3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 10 MWh na ilha da Madeira e a 1 MWh na ilha de Porto Santo, no caso da Região Autónoma da Madeira.

No que respeita aos incidentes de grande impacto, no ano de 2023 foi reportado à ERSE a ocorrência de um incidente de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.



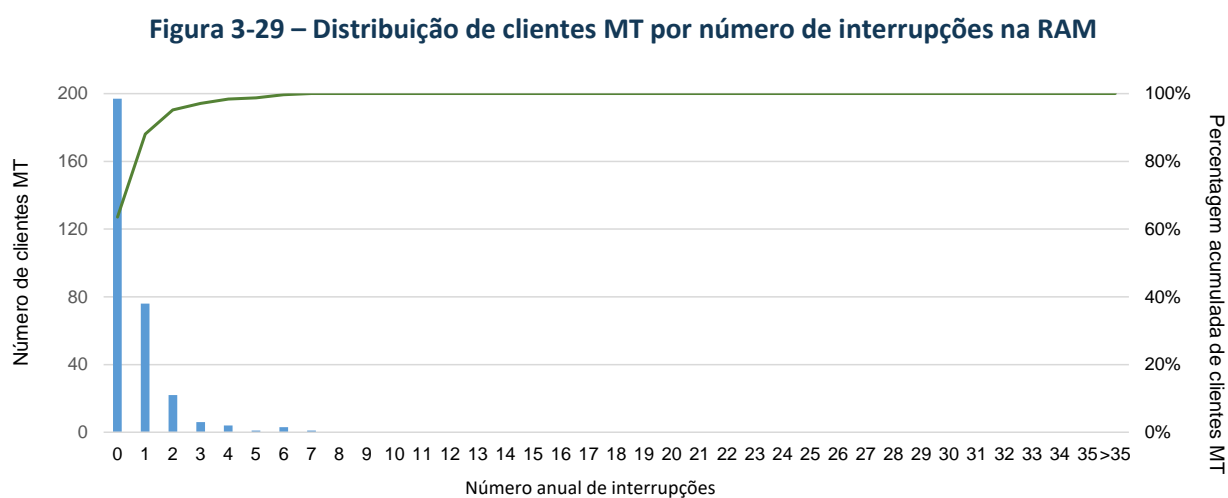
Evento de 30 de junho de 2023

Em 30 de junho de 2023, na ilha do Porto Santo, ocorreu um evento de grande impacto na sequência de trabalhos previstos para a desativação do posto de transformação Penedo do Sono. A interrupção afetou três clientes, originado uma END de 1,05 MWh, um SAIDI MT de 0,55 minutos e um SAIFI MT de 0,002 interrupções.

3.3.5 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.

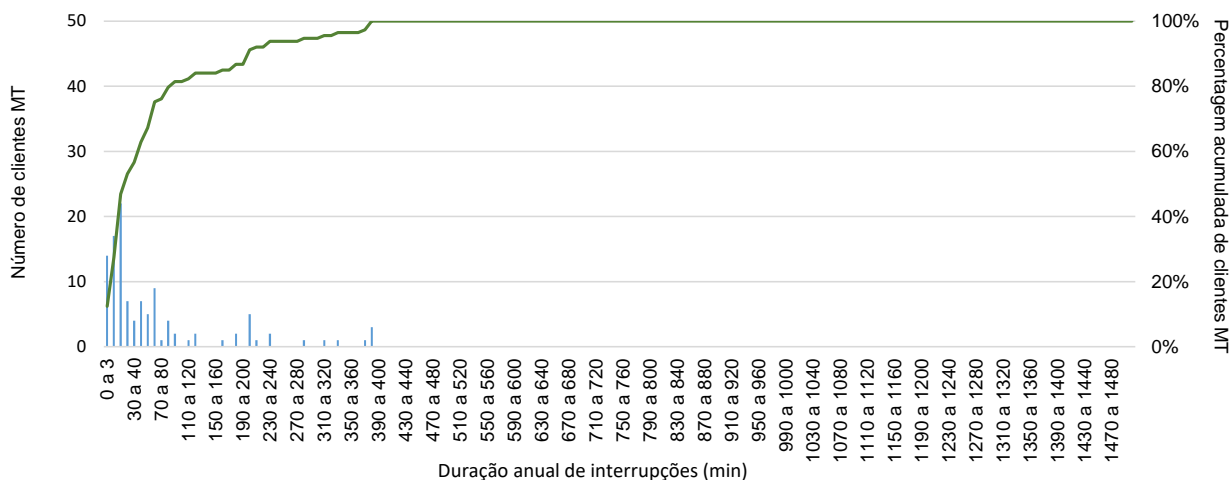
A Figura 3-29 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.



A Figura 3-30 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

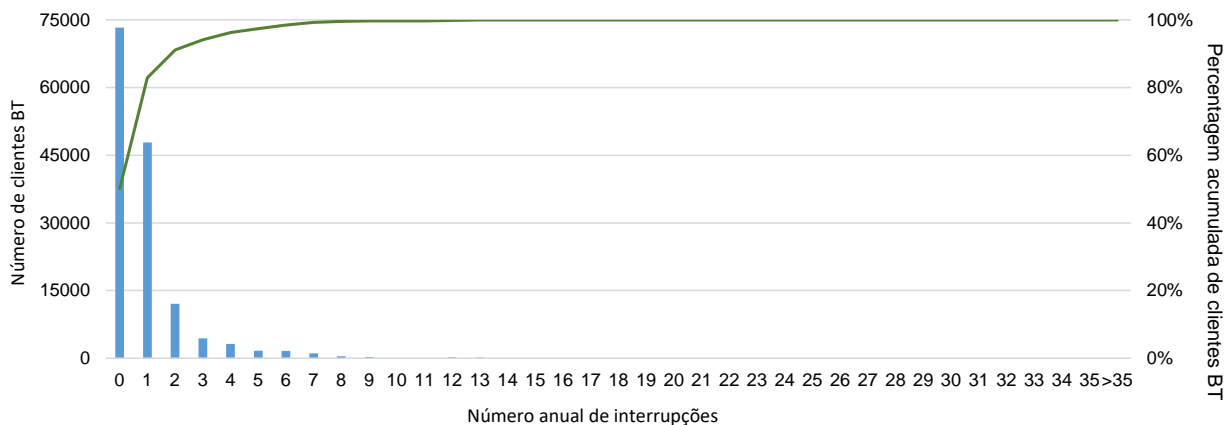


Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM



A Figura 3-31 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

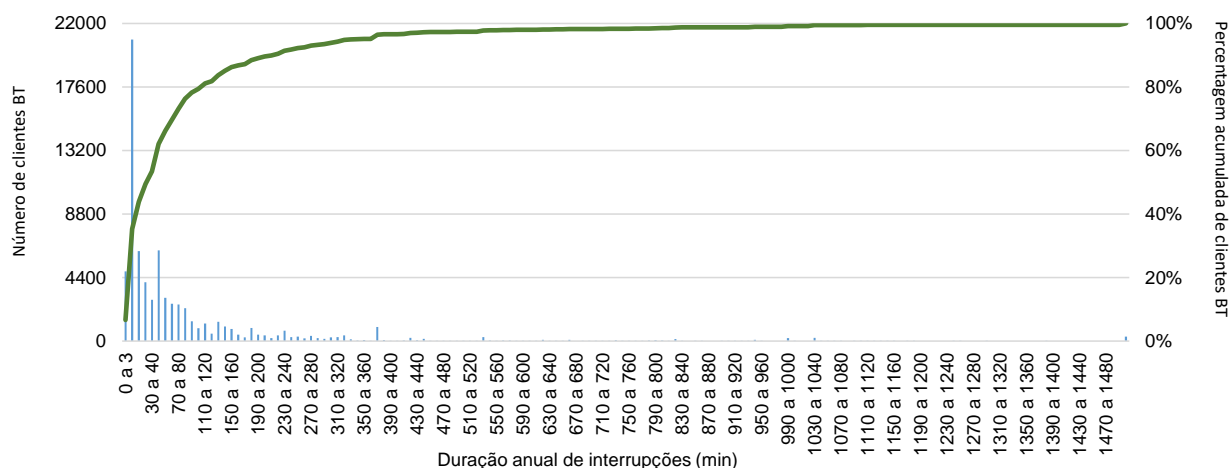
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM





A Figura 3-32 apresenta a distribuição de clientes BT por duração de interrupções em 2023, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM



O Quadro 3-10 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2023, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 3-10 – Compensações na RAM

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						15		15
		B						3		3
		C						23	2	25
		Total		0	0	0	0	41	2	43
Montante (euros)	Madeira	A					279,67			279,67
		B					65,08			65,08
		C					63,14	908,48		971,62
		Total		0	0	0	0	407,89	908,48	1 316,37

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 1 316,37 euros, valor inferior ao ano anterior (em 2022 este valor foi de 1 463,79 euros).



3.3.6 CONCLUSÕES

Em 2023, registou-se uma melhoria dos valores indicadores de continuidade de serviço da RAM face aos valores registados no ano anterior. Para esta melhoria, contribuíram a ausência de incidentes significativos, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, e a redução das interrupções com origem na produção e nas redes.

Em 2023, verificou-se o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais. Apenas se verificaram 43 incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 1 316,37 euros, valor inferior ao 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 3-11.

Quadro 3-11 – 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 3-33.



Figura 3-33 – 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 percebida 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 2023 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percebida 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 2023, que se apresentam no Quadro 3-12, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem.

Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2023

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não Excepcionais	Excepcionais	
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,28	0,03	0,31
SAIDI AT (min/PdE)	0	4,73	3,96	8,69
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,60	0,06	0,66
END (MWh)	2,89	3 725,99	633,29	4 362,17
TIEPI (min)	0,04	48,10	8,16	56,30
SAIFI MT (int./PdE)	0,00	1,57	0,23	1,80
SAIDI MT (min/PdE)	0,05	61,77	12,70	74,52
MAIFI MT (int./PdE)	0	8,52	0,60	9,12
SAIFI BT (int./cliente)	0,00	1,60	0,17	1,77
SAIDI BT (min/cliente)	0,68	77,23	9,64	87,55

A análise dos principais indicadores gerais de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da E-REDES, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo. Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, como por exemplo, avarias em equipamentos elétricos, avarias resultantes de atividades de manutenção da rede e fenómenos naturais.

Na rede de MT, em 2023, destaca-se uma melhoria significativa nos resultados apurados para os indicadores de continuidade de serviço, face ao verificado do no ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções acidentais, incluindo os eventos excepcionais.



Da Figura 3-34 à Figura 3-38 apresenta-se a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados 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 2014⁵.

Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT no universo de instalações de produção

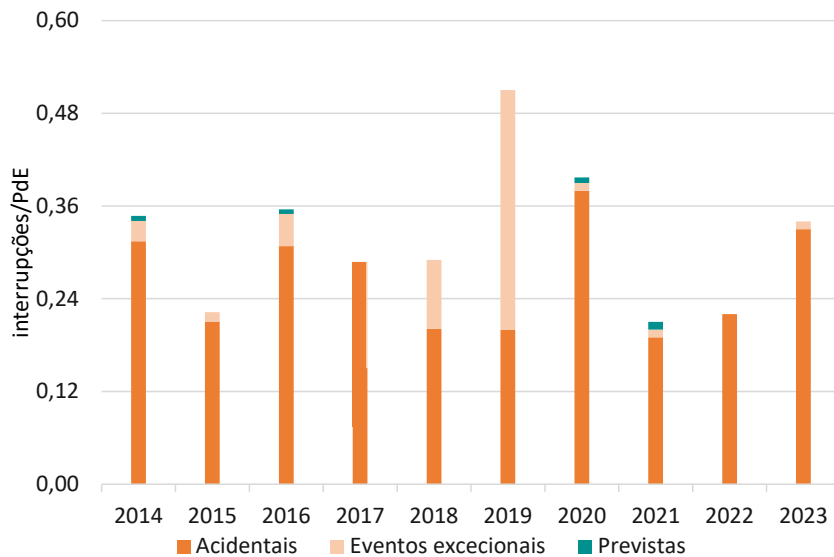
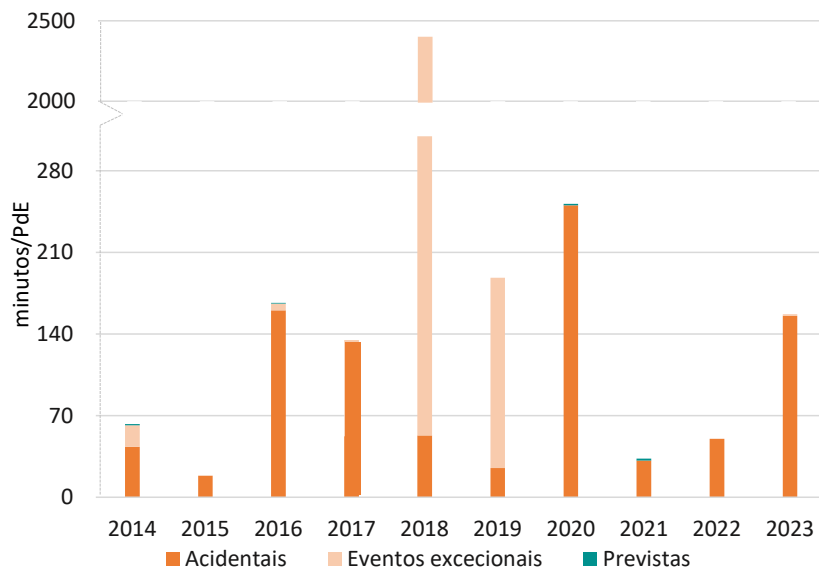


Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT no universo de instalações de produção



⁵ 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.



Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT

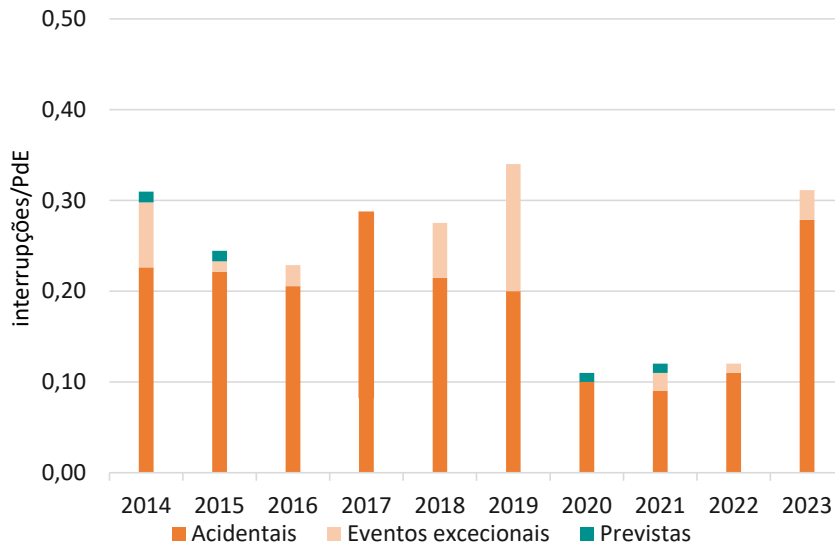


Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT

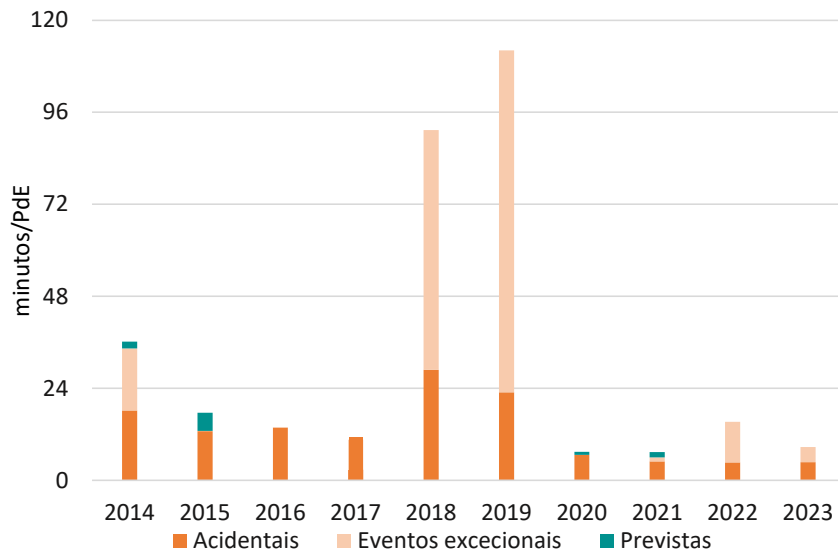
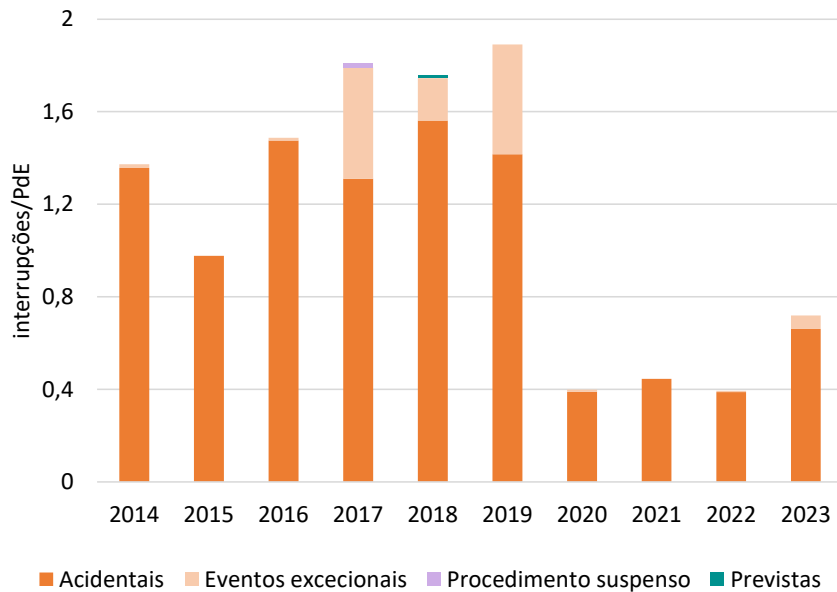




Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT



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. O impacto ao nível do universo de instalações de produção pode ser explicado pelo facto de a tipologia de rede para ligar produtores ser, por opção destes, normalmente distinta da de clientes, utilizando-se na grande maioria das situações monoalimentações, pelo que não é expectável o mesmo nível de disponibilidade das infraestruturas de rede.

Os indicadores que caracterizam a continuidade de serviço nas instalações de consumo AT são globalmente bastante mais favoráveis, com SAIFI AT de 0,31 interrupções, SAIDI AT de 8,69 minutos e MAIFI AT de 0,66, considerando apenas o universo de instalações de consumo.

Em 2023, verificou-se que os valores registados para os indicadores gerais de continuidade de serviço na rede AT, com impacto no universo de instalações de consumo, aumentaram comparativamente com valores registados em 2022, com exceção do indicador SAIDI AT que reduziu o seu valor para cerca de metade do valor apurado em 2022.

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 3-39 – Evolução do TIEPI MT

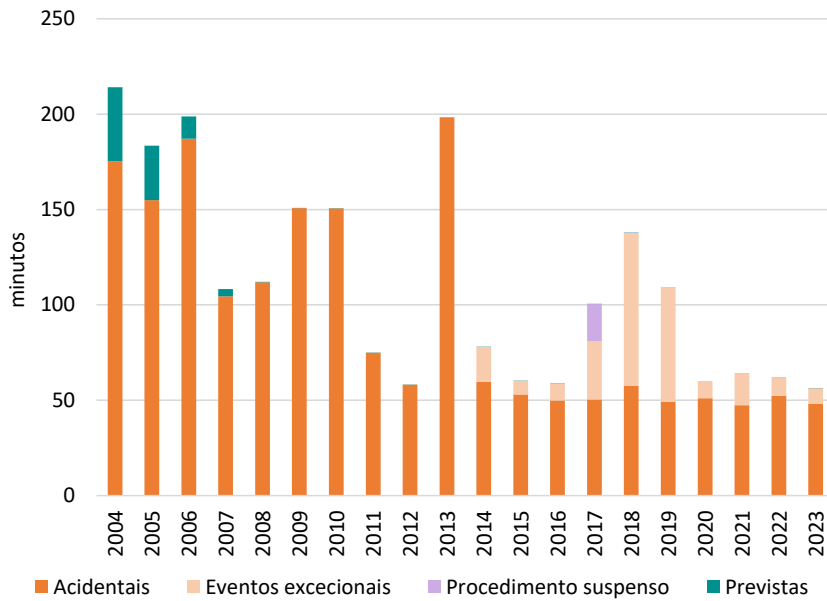


Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT

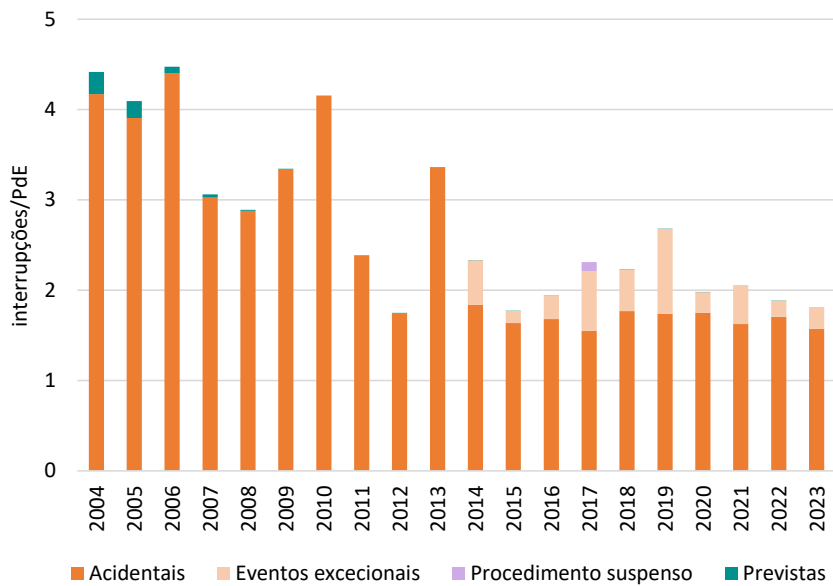




Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT

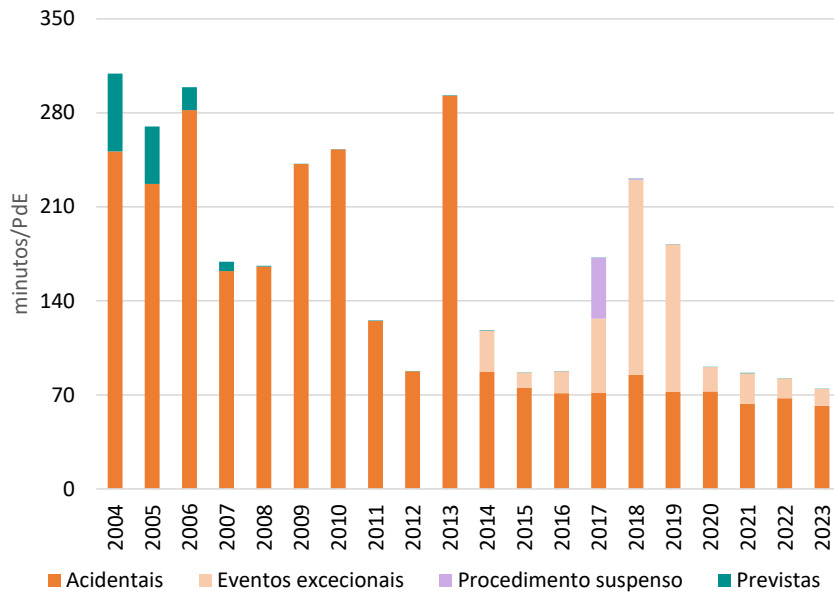


Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT

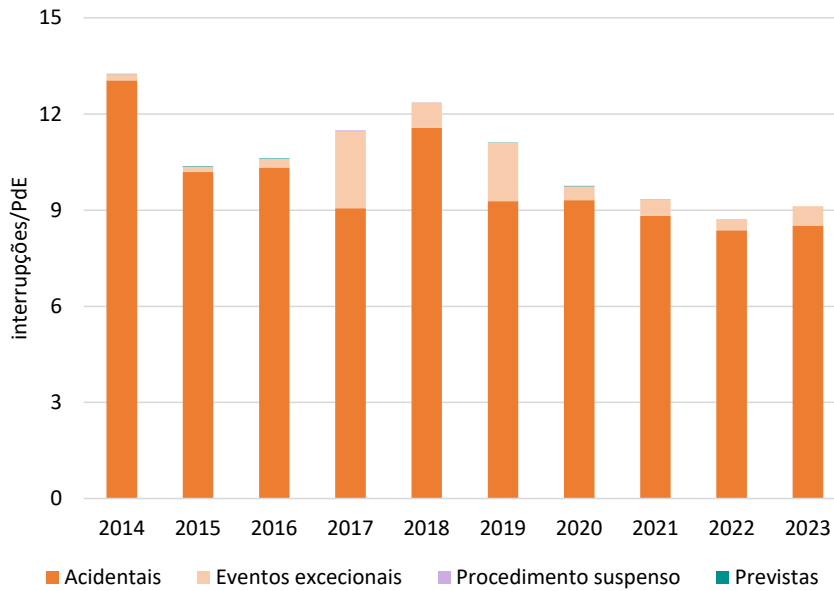




Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT

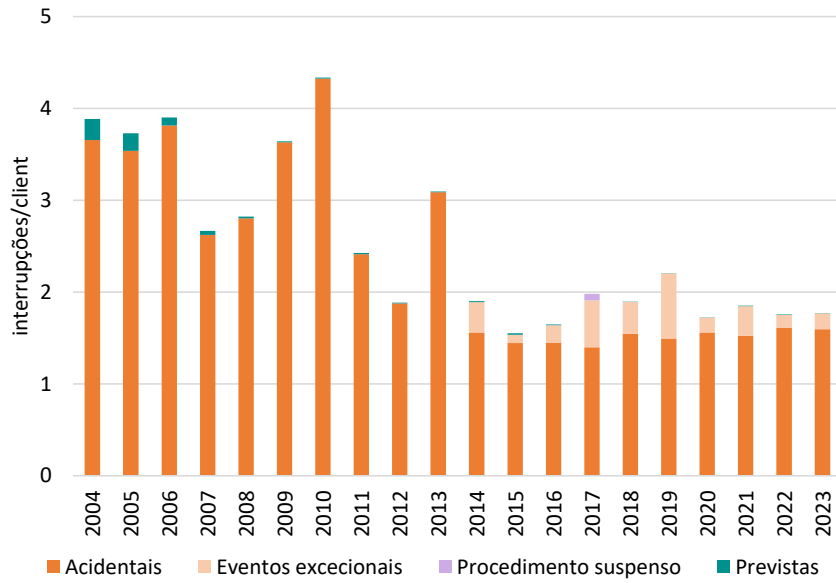
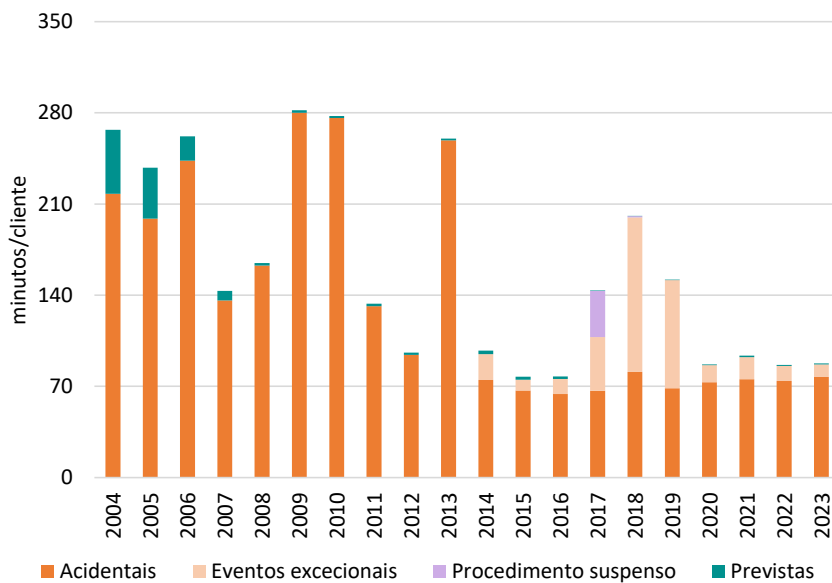


Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT



Em seguida apresentam-se para o universo de instalações de consumo em AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2023, 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 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2023

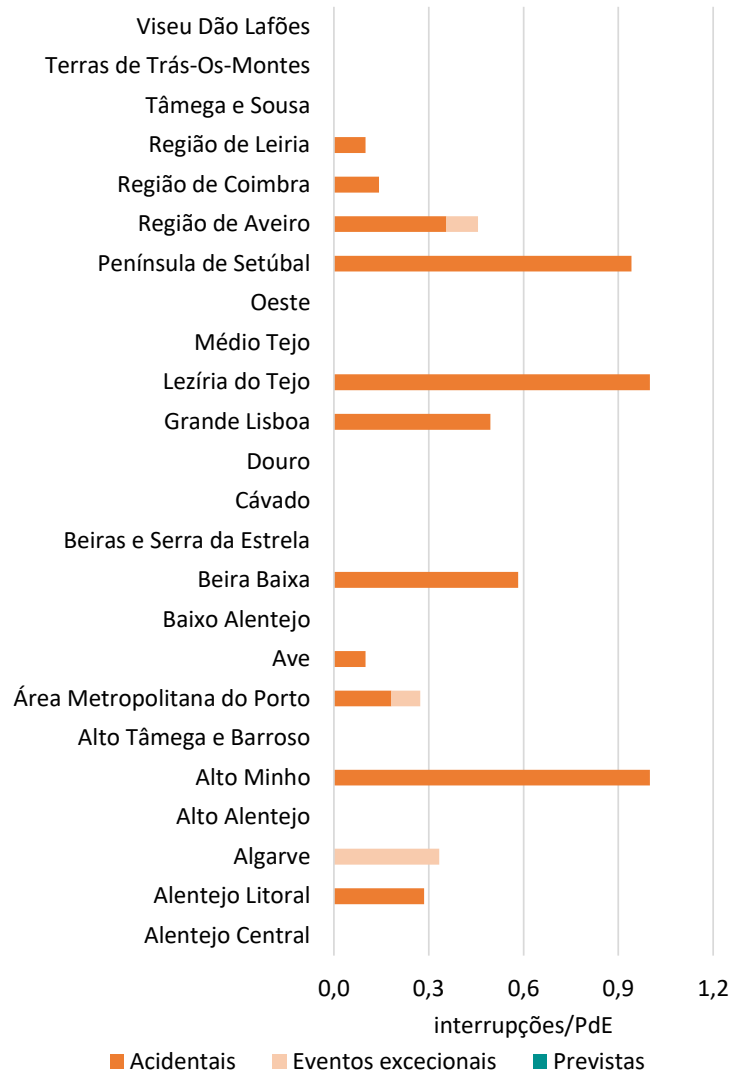




Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2023

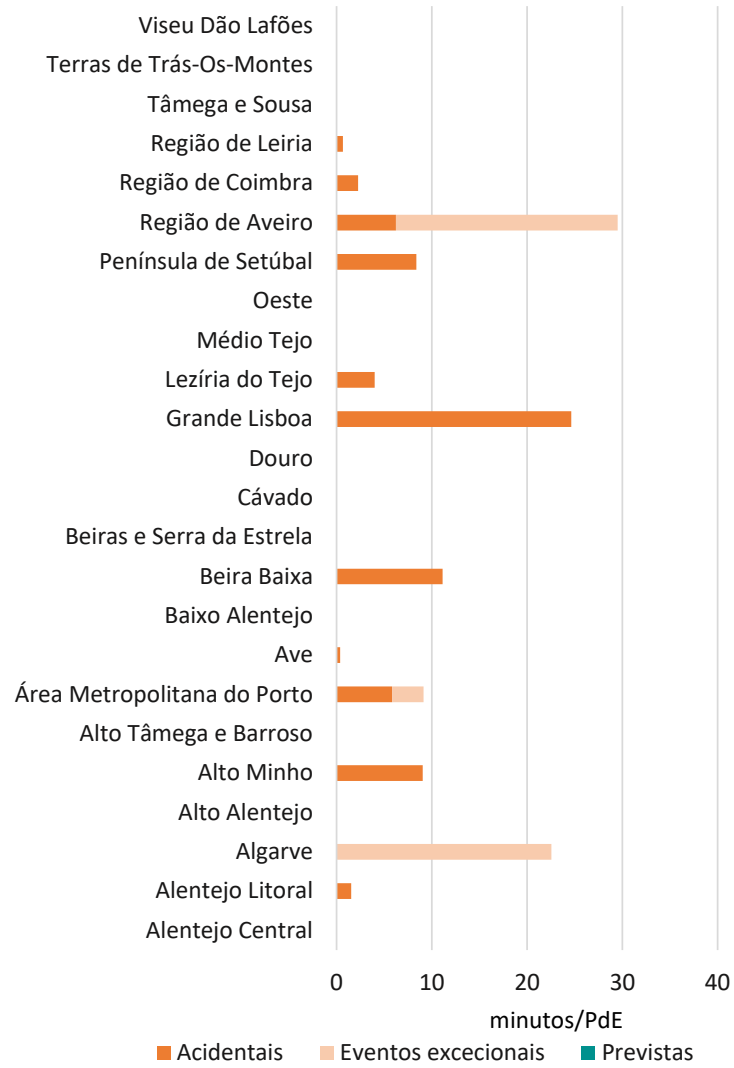
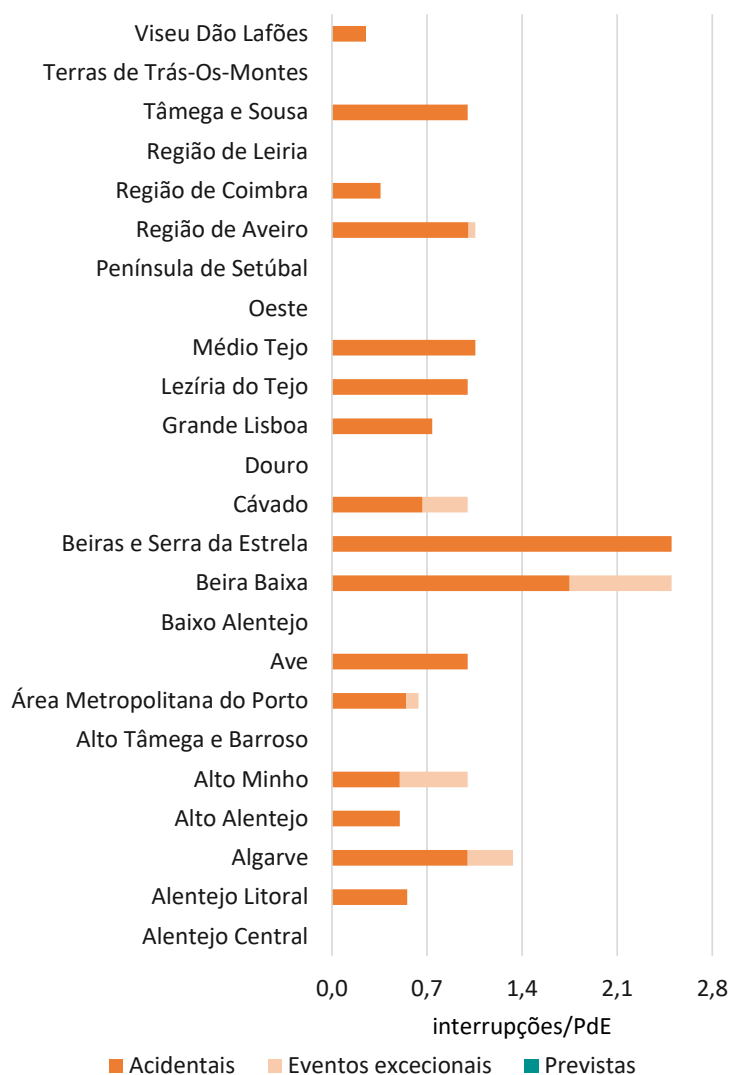




Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2023



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 2023, 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 – END MT por NUTS III, em 2023

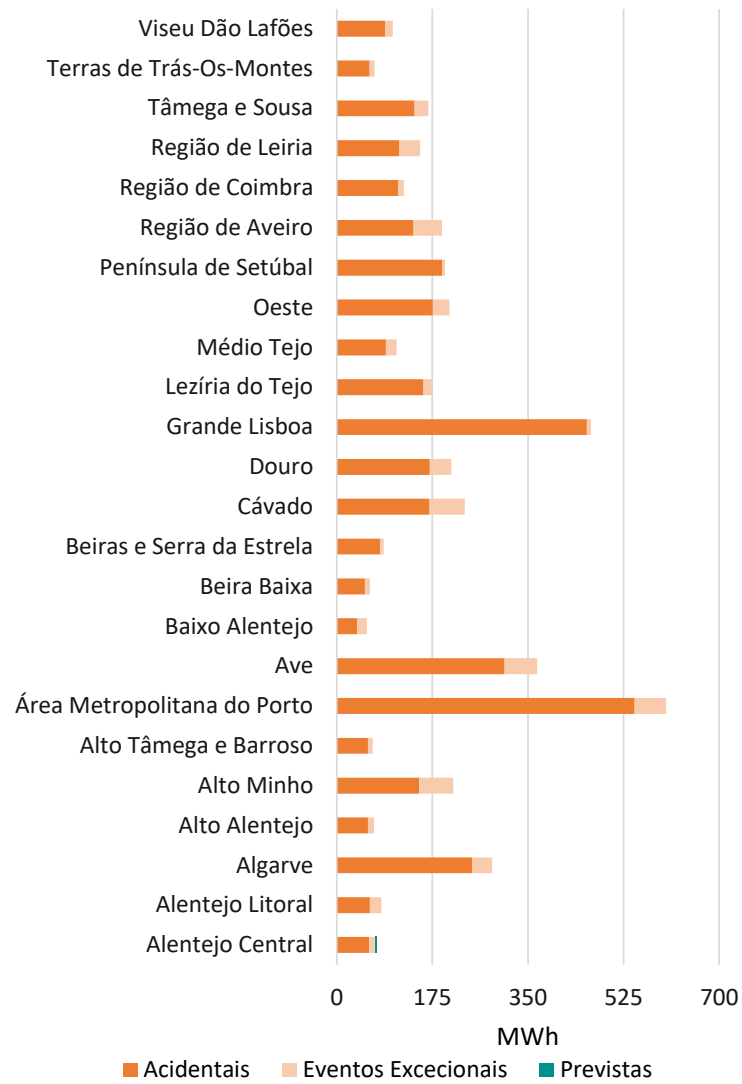




Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2023

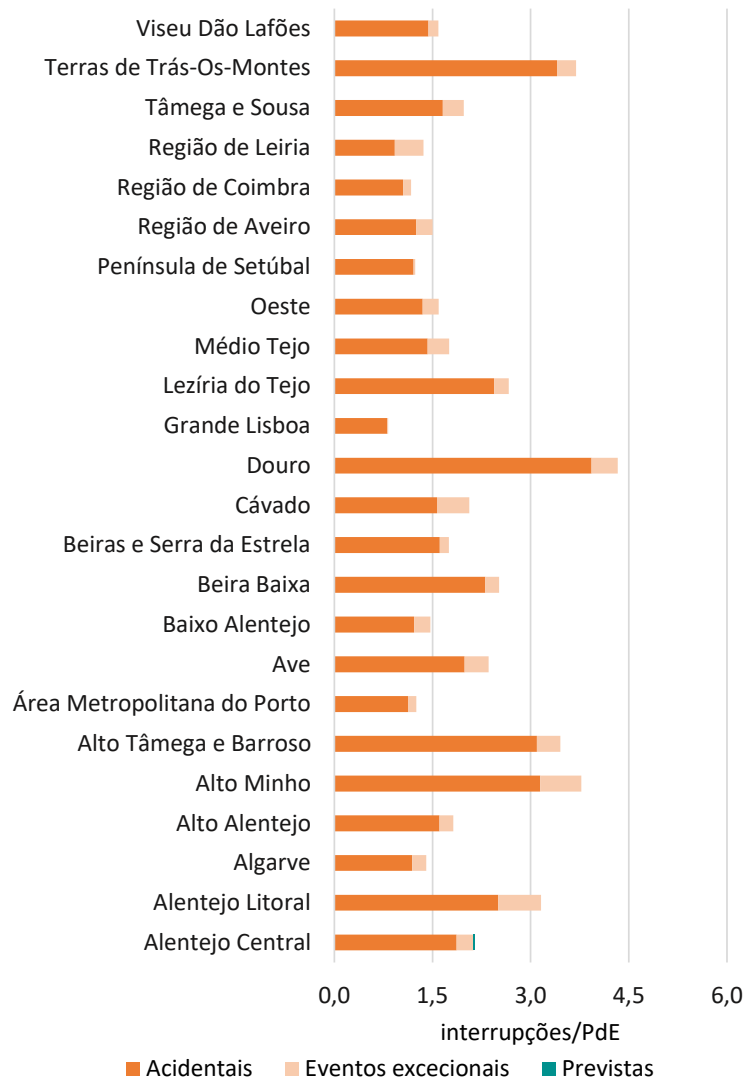




Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2023

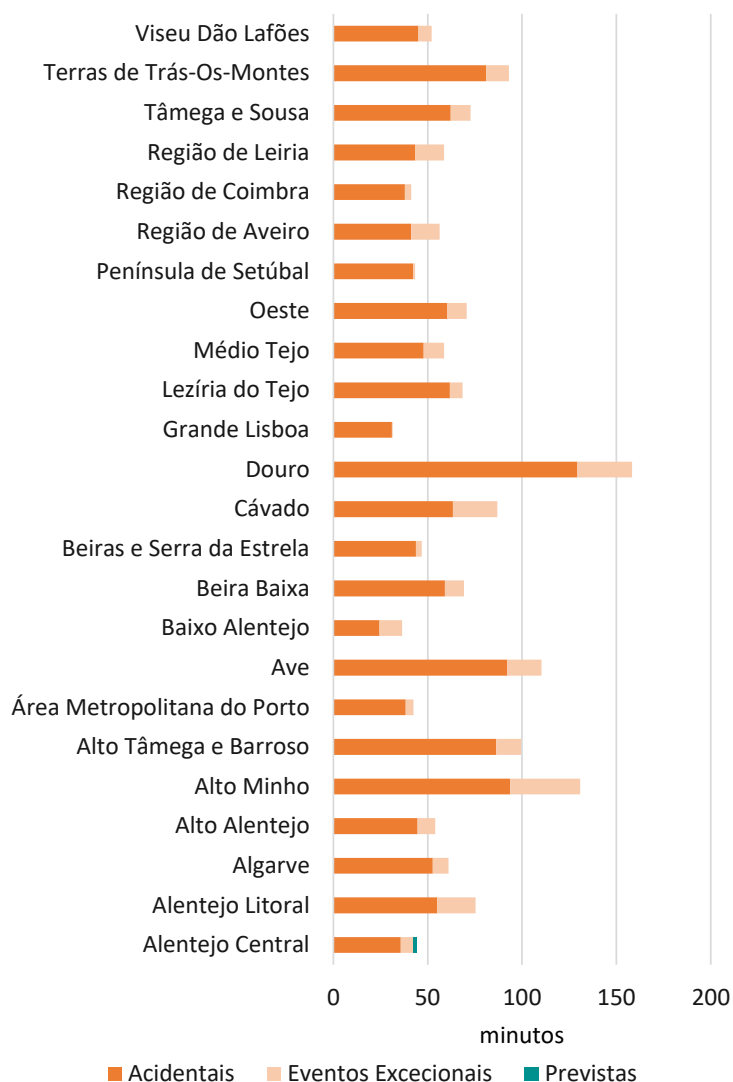




Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2023

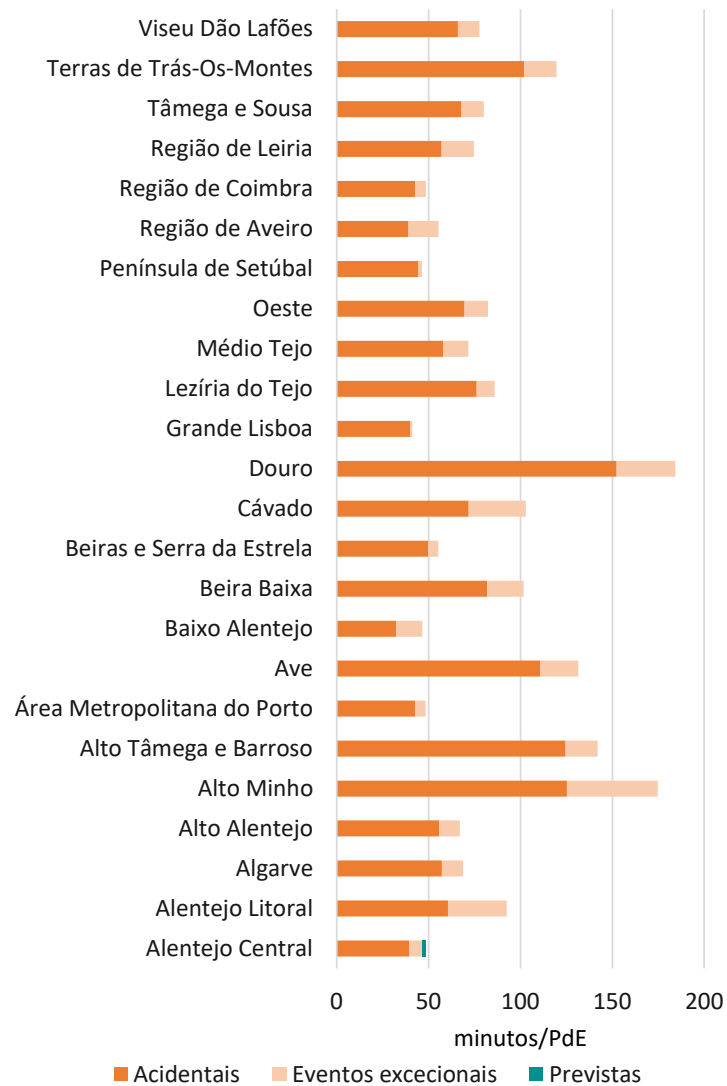




Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2023

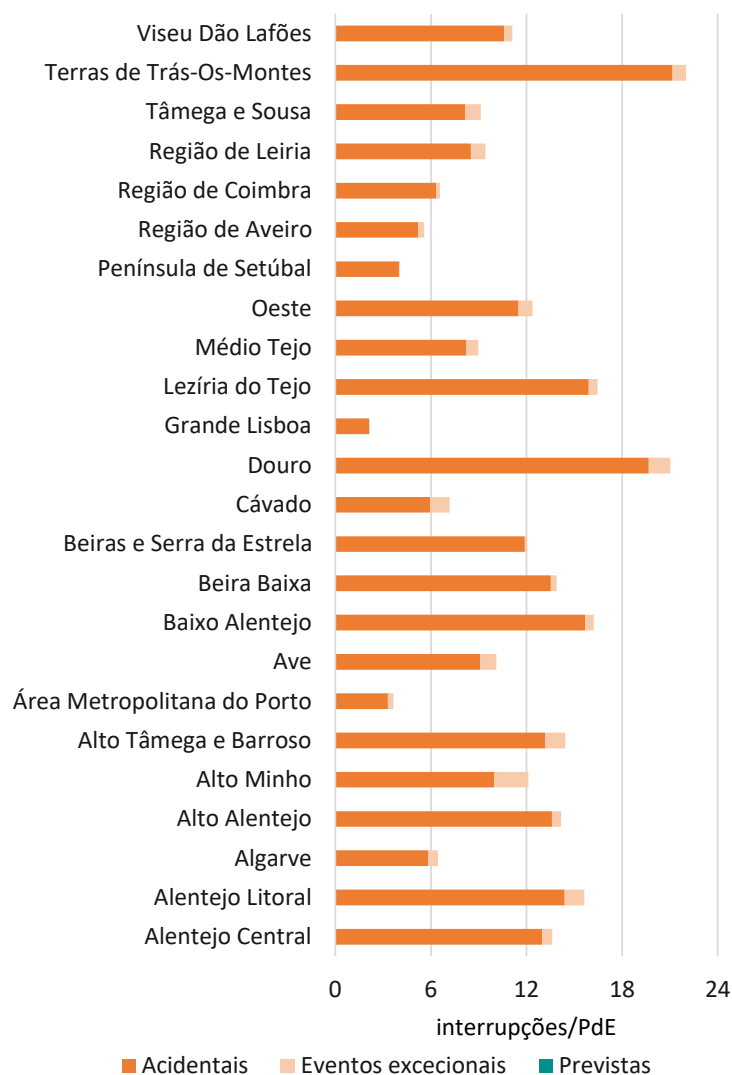




Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2023

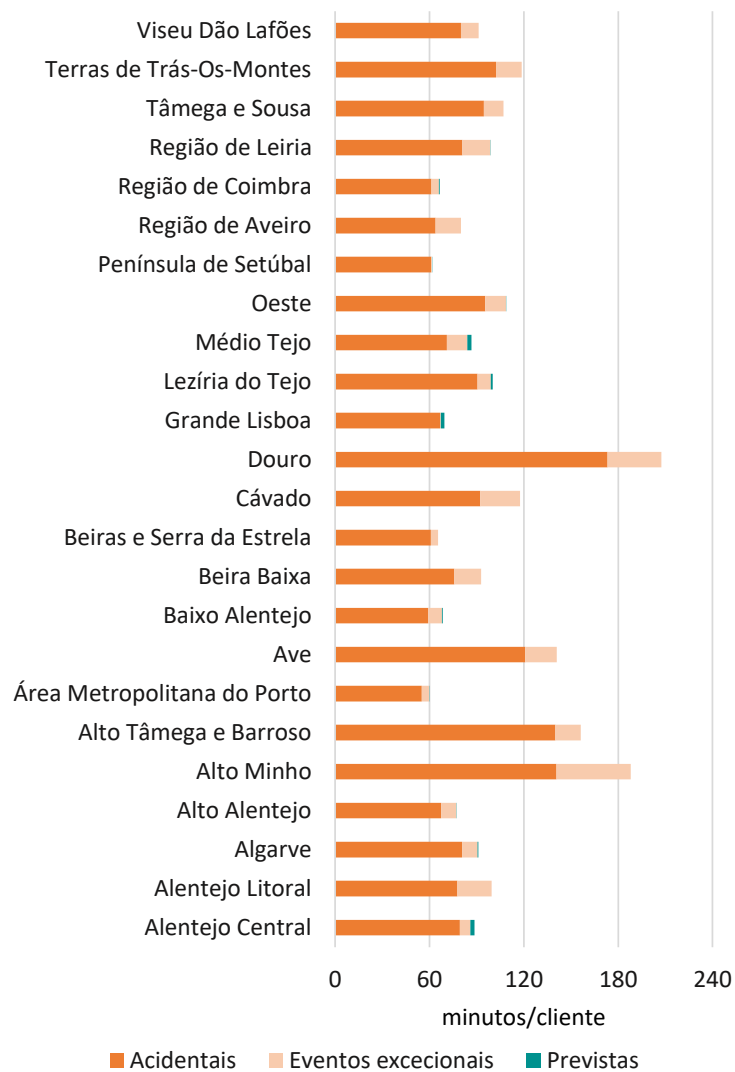
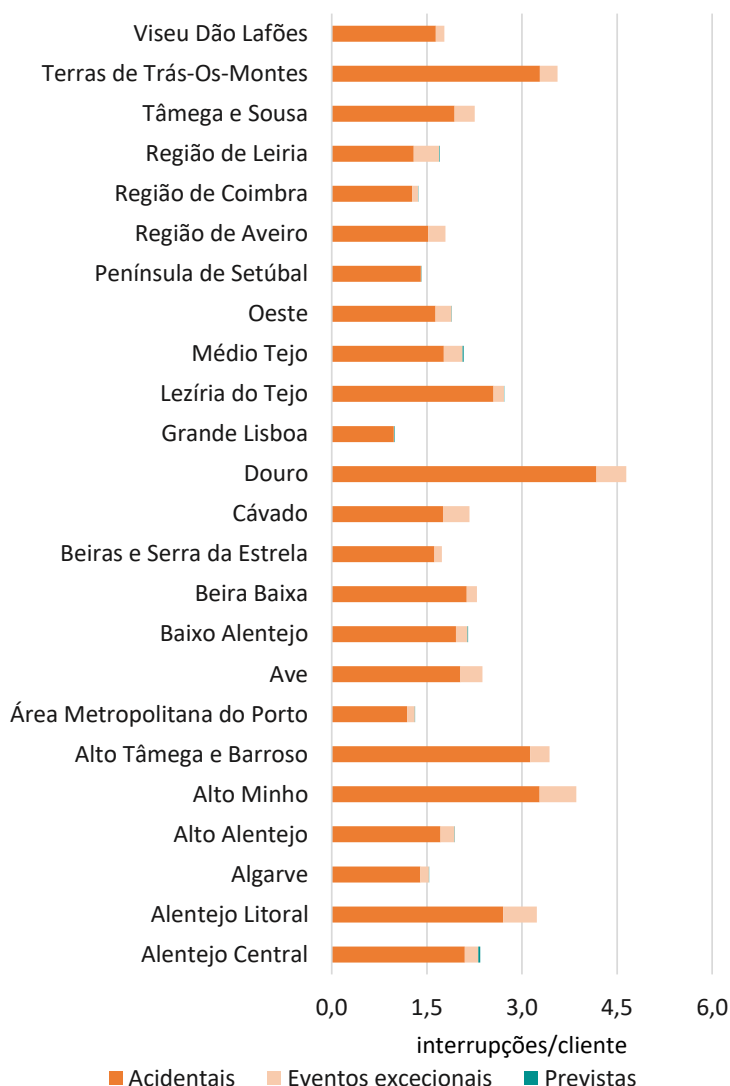




Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2023



3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2023, a ERSE aprovou a classificação de 290 ocorrências como eventos excepcionais⁶, na sequência de pedido fundamentado por parte da E-REDES. Os pedidos aprovados pela ERSE correspondem a 70% 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 excepcional.

⁶ Estatísticas de Eventos Excepcionais: acessível no [link](#).

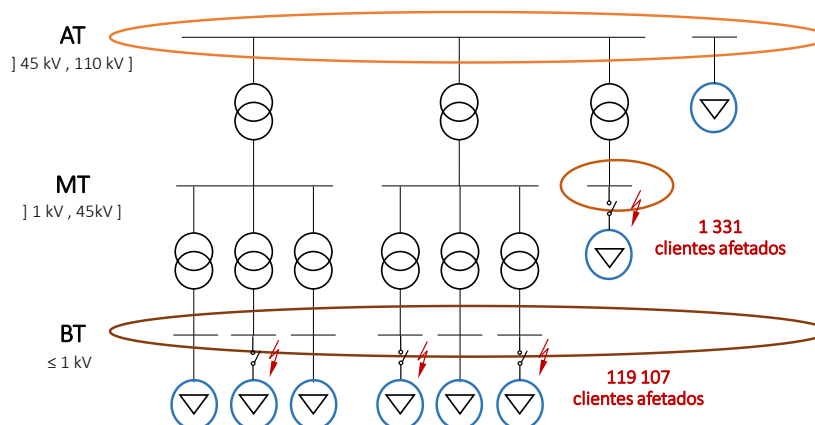


Depressão Aline de 19 de outubro de 2023

O evento excepcional de grande impacto ocorrido no dia 19 de outubro de 2023 resultou maioritariamente de condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir no território de Portugal continental, na sequência da passagem da depressão *Aline*, que transportava uma massa de ar muito quente e com elevado conteúdo em vapor de água, provocando o agravamento das condições atmosféricas, registando-se rajadas de vento muito fortes superiores a 110 km/h.

O referido incidente afetou 120 438 clientes ligados em média tensão (MT) e em baixa tensão (BT), conforme apresentado na Figura 3-55.

Figura 3-55 – Número de clientes afetados por nível de tensão



Quadro 3-13 – Impacto da depressão *Aline* nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento de 19 de outubro de 2023 Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0
SAIDI AT (min/PdE)	0
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	53,59
TIEPI (min)	0,73
SAIFI MT (int./PdE)	0,04
SAIDI MT (min/PdE)	1,20
MAIFI MT (int./PdE)	0,13
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	0,67

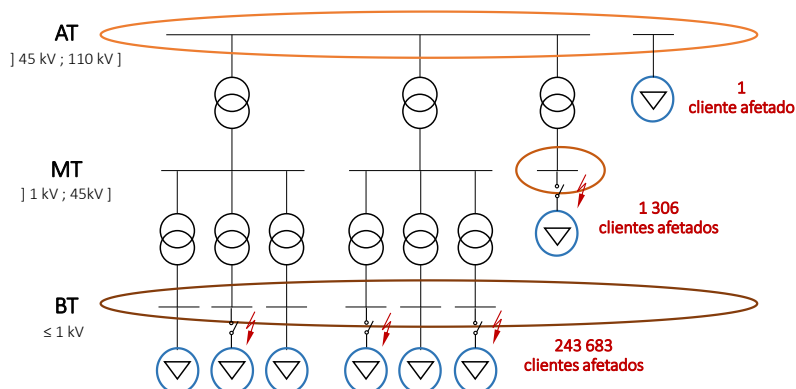


Depressão Ciarán de 1 e 2 de novembro de 2023

O evento excepcional de grande impacto ocorrido entre os dias 1 e 2 de novembro de 2023 resultou de condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir maioritariamente nas regiões norte e centro de Portugal continental, na sequência da passagem da depressão *Ciarán*, que transportava uma massa de ar muito quente e com elevado conteúdo em vapor de água, provocando o agravamento das condições atmosféricas, registando-se rajadas de vento muito fortes entre 150 e 208 km/h.

O referido incidente afetou 244 990 clientes ligados em alta tensão (AT), MT e BT, conforme apresentado na Figura 3-56/ Figura 3-55.

Figura 3-56 – Número de clientes afetados por nível de tensão



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

Indicador geral	Evento de 1 e 2 de novembro de 2023 Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	0,47
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	138,00
TIEPI (min)	1,72
SAIFI MT (int./PdE)	0,05
SAIDI MT (min/PdE)	2,66
MAIFI MT (int./PdE)	0,13
SAIFI BT (int./cliente)	0,05
SAIDI BT (min/cliente)	2,42

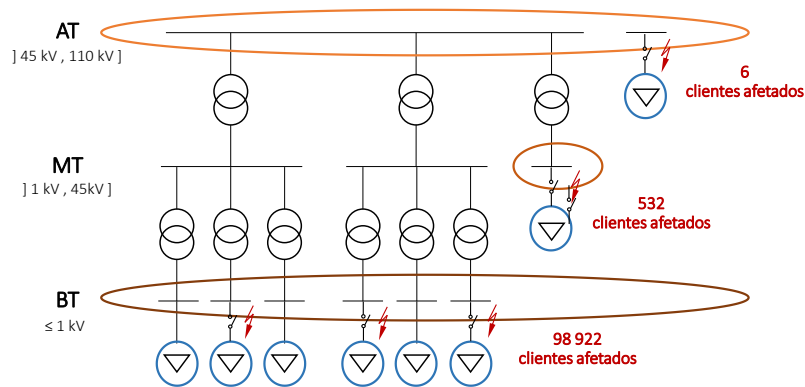


Depressão Domingos de 4 de novembro de 2023

O evento excepcional de grande impacto ocorrido no dia 4 de novembro de 2023 resultou maioritariamente de condições meteorológicas adversas de vento e precipitação que se fizeram sentir principalmente nas regiões Norte e Centro de Portugal continental, na sequência da passagem de uma superfície frontal fria designada por depressão Domingos. Esta depressão provocou um agravamento das condições atmosféricas, incluindo rajadas de vento fortes superiores a 140 km/h.

O referido incidente afetou 99 460 clientes ligados em AT, MT e BT, conforme apresentado na Figura 3-57.

Figura 3-57 – Número de clientes afetados por nível de tensão



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

Indicador geral	Evento de 4 de novembro de 2023 Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,01
SAIDI AT (min/PdE)	3,04
MAIFI AT (int./PdE)	0,01
END (MWh)	60,20
TIEPI (min)	0,77
SAIFI MT (int./PdE)	0,02
SAIDI MT (min/PdE)	1,06
MAIFI MT (int./PdE)	0,12
SAIFI BT (int./cliente)	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	0,97

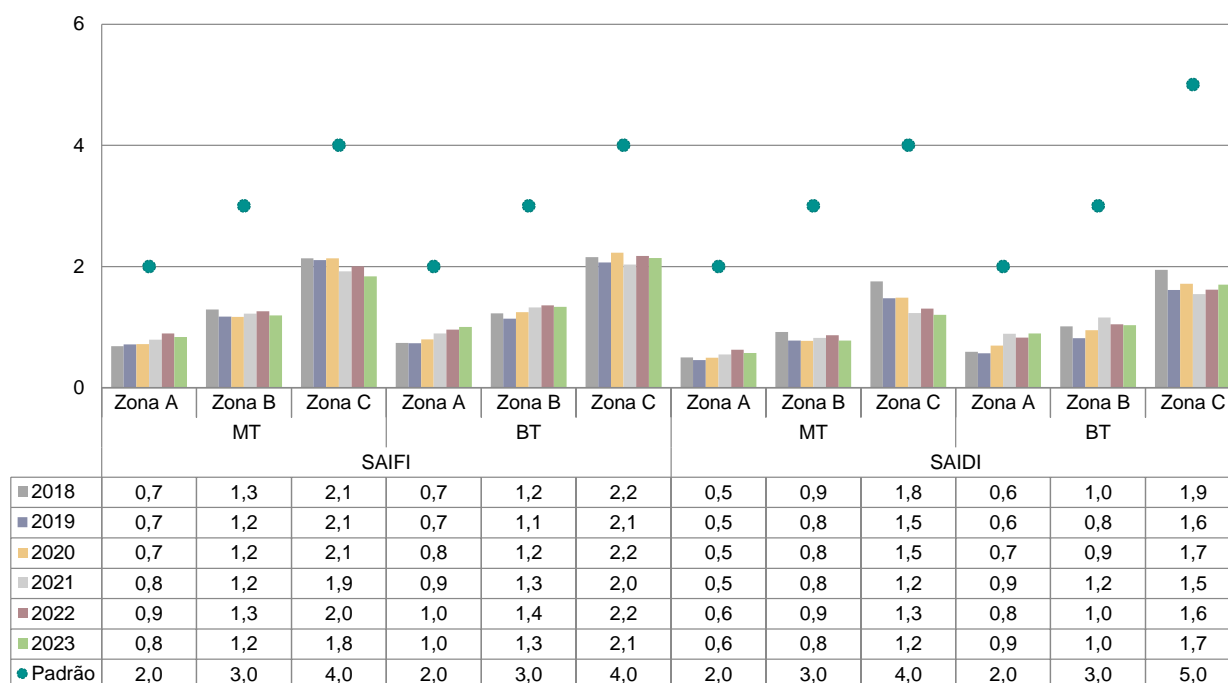


3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

A Figura 3-58 apresenta os valores registados entre 2018 e 2023 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 3-58 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2023



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 3-16 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2023 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2024.



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 excecionais.

Quadro 3-16 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2023

	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	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	MT	A	0	0,00	0,00
		B	3	120,00	0,00
		C	6	336,00	0,00
		Total	9	456,00	0,00
	BTE	A	0	0,00	0,00
		B	19	114,00	0,00
		C	7	66,00	0,00
		Total	26	180,00	0,00
	BTN	A	2	3,60	0,00
B		18	21,60	0,00	
C		1 649	2 917,98	7,30	
Total		1 669	2 943,18	7,30	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	1	2 153,85	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	1	2 153,85	0,00
	MT	A	120	37 637,18	0,00
		B	83	19 779,73	0,00
		C	114	37 263,39	0,00
		Total	317	94 680,30	0,00
	BTE	A	242	18 096,15	0,00
		B	72	4 457,73	0,37
		C	26	2 635,03	0,00
		Total	340	25 188,91	0,37
	BTN	A	25 118	187 778,10	361,78
B		14 287	115 729,49	544,38	
C		6 659	66 138,72	93,19	
Total		46 064	369 646,31	999,35	
Total			48 426	495 248,55	1 007,02

Em 2023, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 48 426, para o qual contribuiu especialmente os incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 495 249 euros em compensações e devolvidos à tarifa cerca de 1 007 euros. No ano de 2022, foram registados 64 020 incumprimentos, tendo sido pagos aos clientes cerca de 765 313 euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

Em termos percentuais, verificou-se em 2023 uma redução de 24% do número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço face ao ano anterior.



No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 35% inferior ao montante pago no 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 Excepcionais.
- 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:

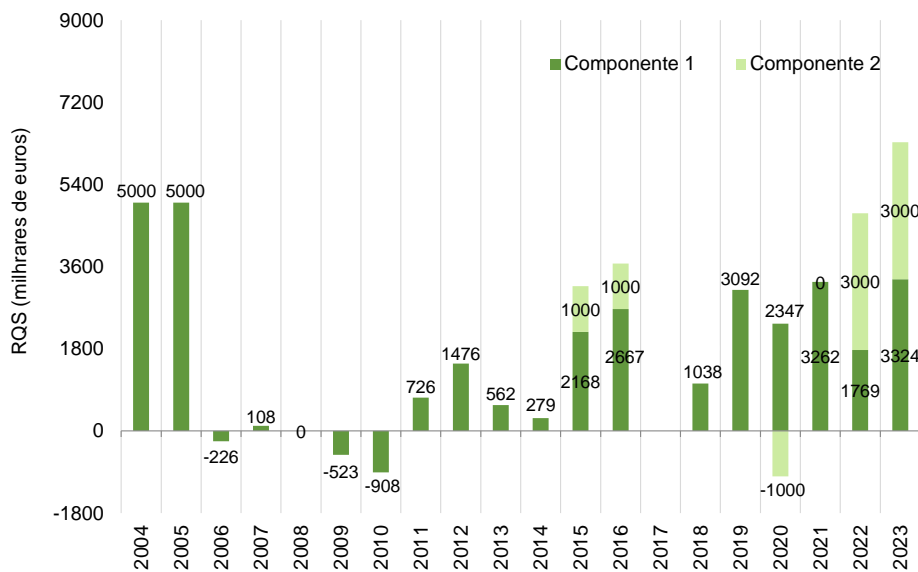
- a) Consideradas todas as interrupções acidentais que afetem instalações de consumo, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
 - 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 excepcional,
 - 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 mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 3-59.

Figura 3-59 – 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 40 078 GWh de energia distribuída e de 47,71 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,64 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 3,3 milhões de euros no ano de 2023. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 303,63 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 2023.

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 registrados 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 2023, verificou-se globalmente a manutenção no desempenho da rede de distribuição operada pela E-REDES, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, em comparação com o ano de 2022. No caso concreto da rede de MT, em 2023, destaca-se uma melhoria significativa nos resultados apurados para os indicadores de continuidade de serviço, face ao verificado no ano anterior.

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede MT, quer para a rede BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

Em 2023, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço diminuiu 24% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes diminuiu 35% comparativamente com o valor pago em 2022.





3.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO 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 3-60 e na Figura 3-61 apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-60 – Evolução do SAIDI BT

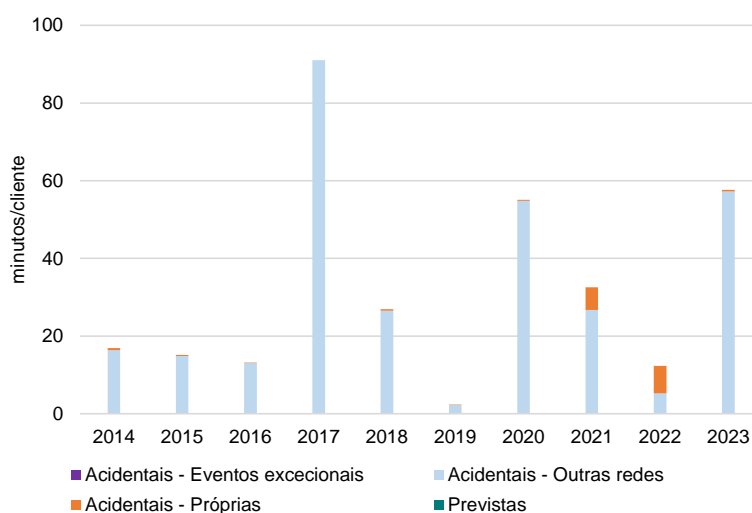
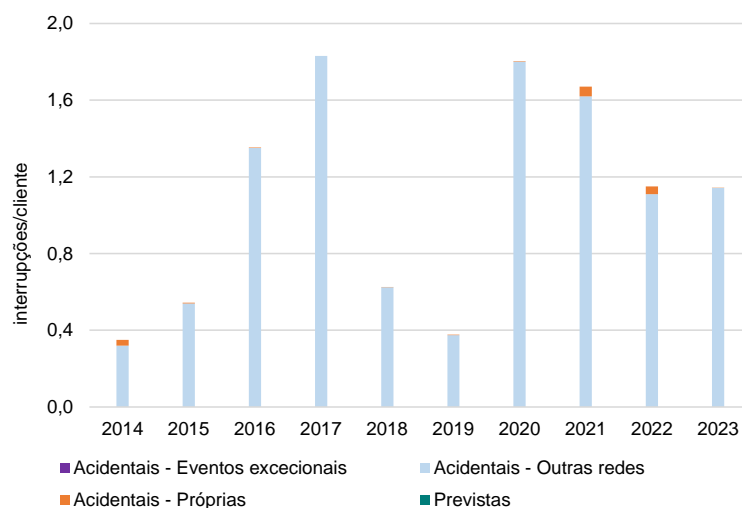


Figura 3-61 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2023, a A Celer foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes. As interrupções acidentais com origem em



outras redes contribuíram com cerca de 99,3% e 99,9% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 57,63 minutos/cliente e 1,14 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA

Em 2023, a C.P. de Valongo do Vouga foi afetada apenas por interrupções acidentais com origem na própria rede e com origem em outras redes, registando um valor de SAIDI BT de 46,60 minutos/cliente (Figura 3-62) e um valor de SAIFI BT de 1,03 interrupções/cliente (Figura 3-63).

Figura 3-62 – Evolução do SAIDI BT

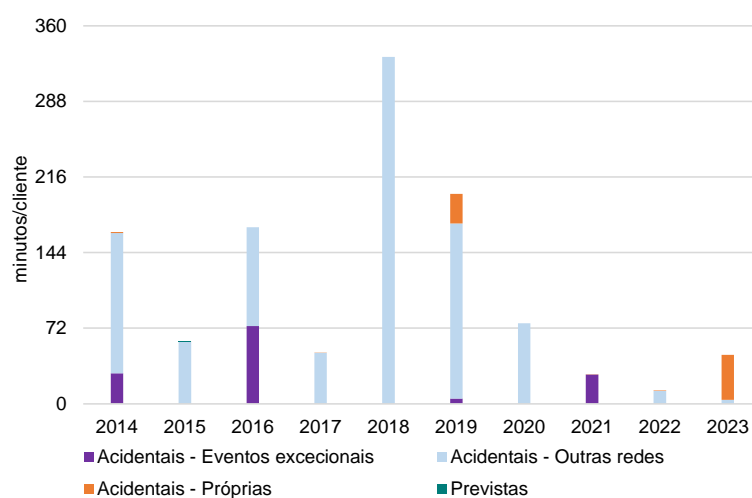
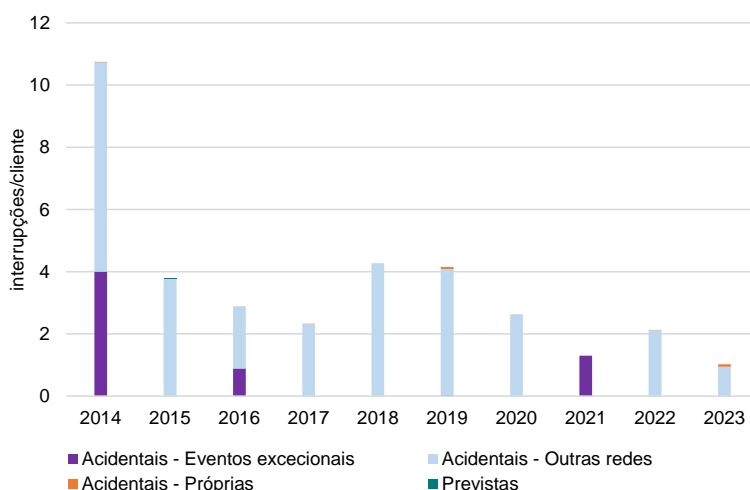


Figura 3-63 – Evolução do SAIFI BT



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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO

A C.E. de Loureiro foi afetada em 2023 não só por interrupções previstas, mas também por interrupções acidentais, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 108,79 minutos/cliente e 2,33 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-64 e na Figura 3-65.

Figura 3-64 – Evolução do SAIDI BT

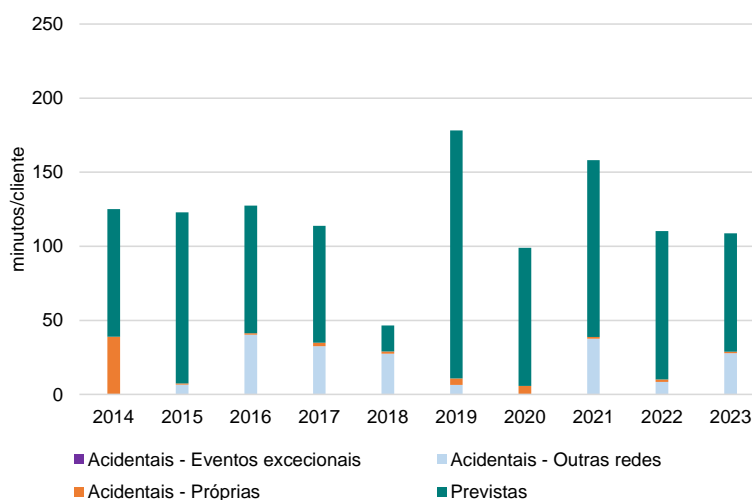
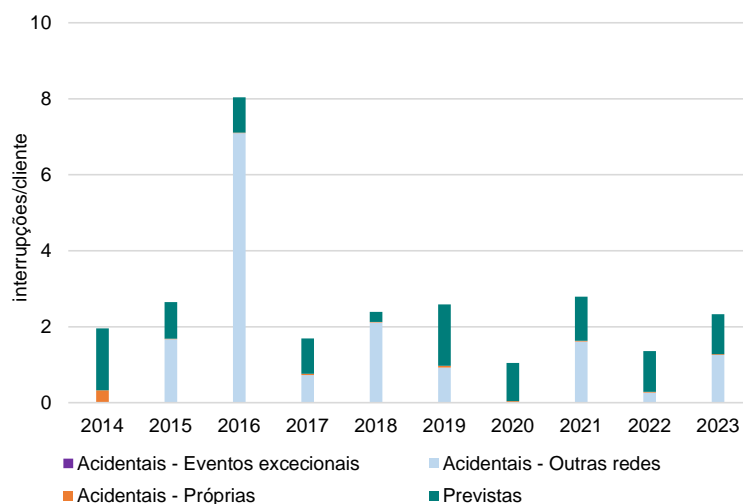


Figura 3-65 – Evolução do SAIFI BT





Relativamente às interrupções previstas, que representaram 73% e 45% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente, a C.E. de Loureiro esclareceu que estas interrupções se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados em postos de transformação da respetiva rede.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2023, a totalidade dos clientes tem classificação de zona C, tendo sido cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.



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

Em 2023, a CEVE registou um valor total de SAIDI BT 100,08 minutos/cliente, Figura 3-66, e de SAIFI BT de 4,23 interrupções/cliente, Figura 3-67, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

A CEVE informou ainda que em 2023 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-66 – Evolução do SAIDI BT

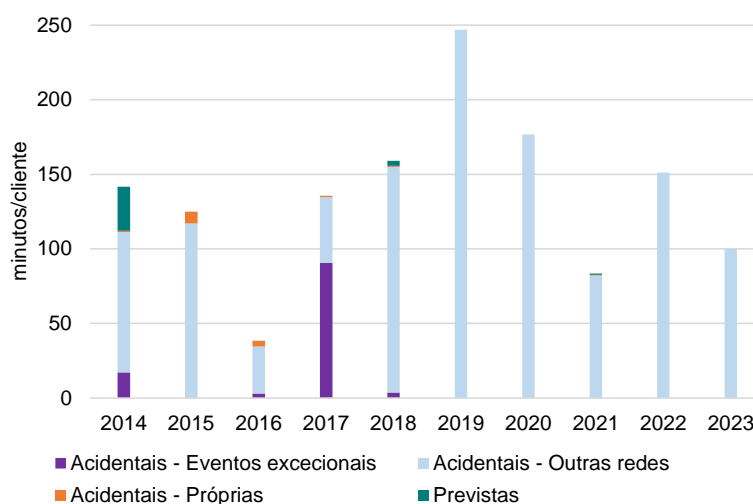
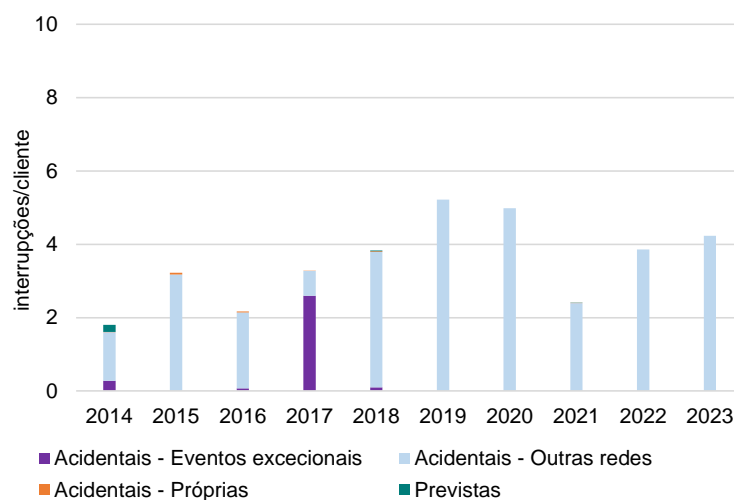


Figura 3-67 – Evolução do SAIFI BT







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

Em 2023, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 3,65 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-68, e um valor SAIFI BT de 0,04 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-69.

Figura 3-68 – Evolução do SAIDI BT

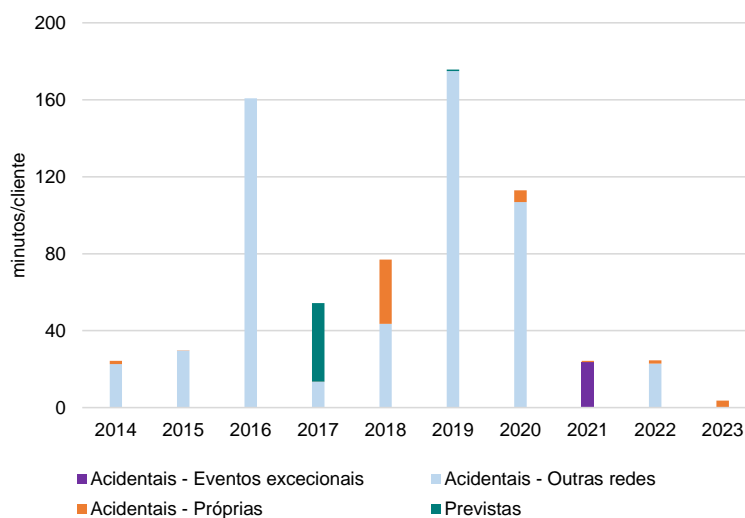
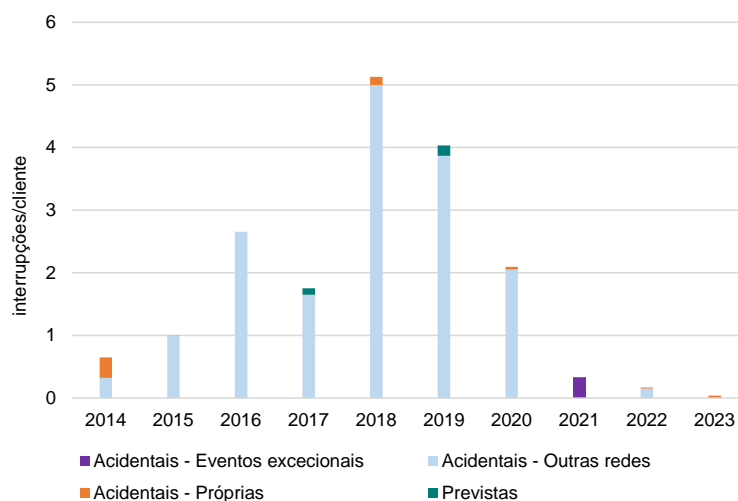


Figura 3-69 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2023, 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ

Em 2023, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 319,10 minutos/cliente (Figura 3-70) e de SAIFI BT de 6,20 interrupções/cliente (Figura 3-71), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-70 – Evolução do SAIDI BT

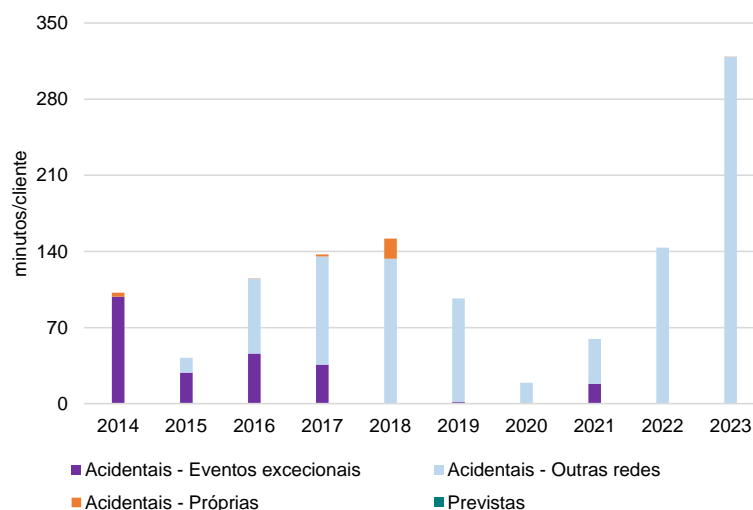
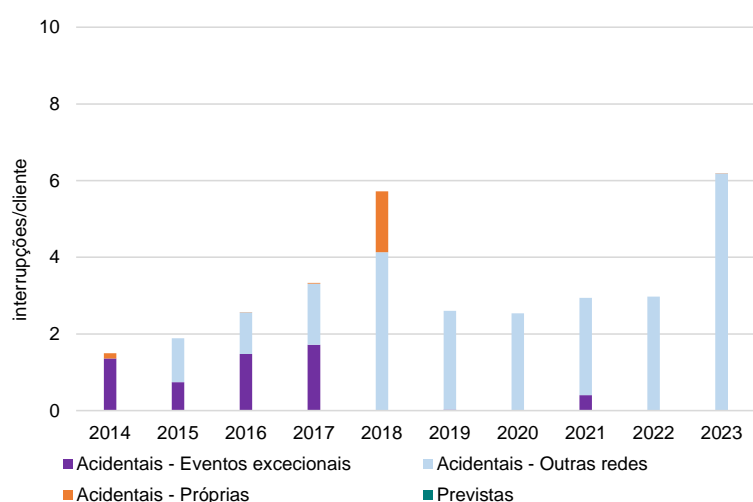


Figura 3-71 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa a 2023, 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS

Em 2023, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos não registou interrupções na sua rede, sendo nulos os valores dos indicadores SAIDI BT (Figura 3-72) e SAIFI BT (Figura 3-73).

Figura 3-72 – Evolução do SAIDI BT

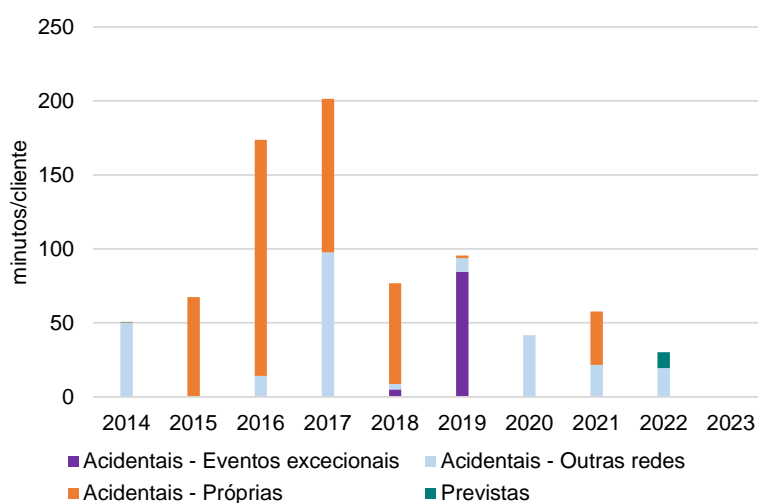
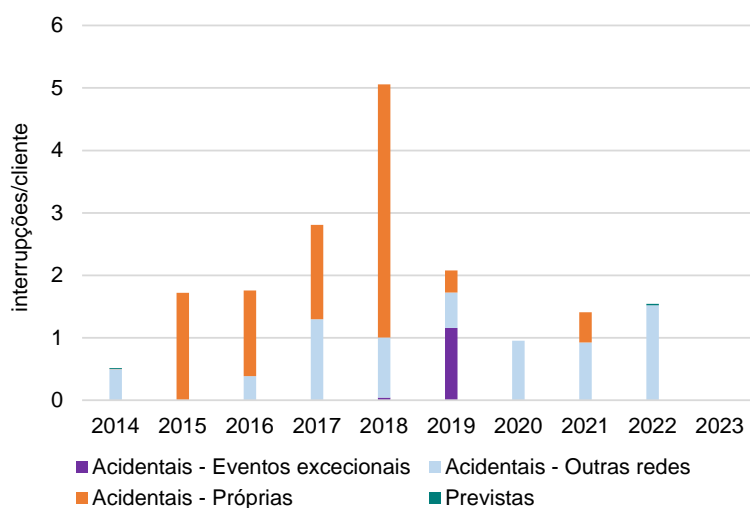


Figura 3-73 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa a 2023, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.





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

Em 2023, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 205,18 minutos/cliente (Figura 3-74) e de SAIFI BT de 5,15 interrupções/cliente (Figura 3-75), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-74 – Evolução do SAIDI BT

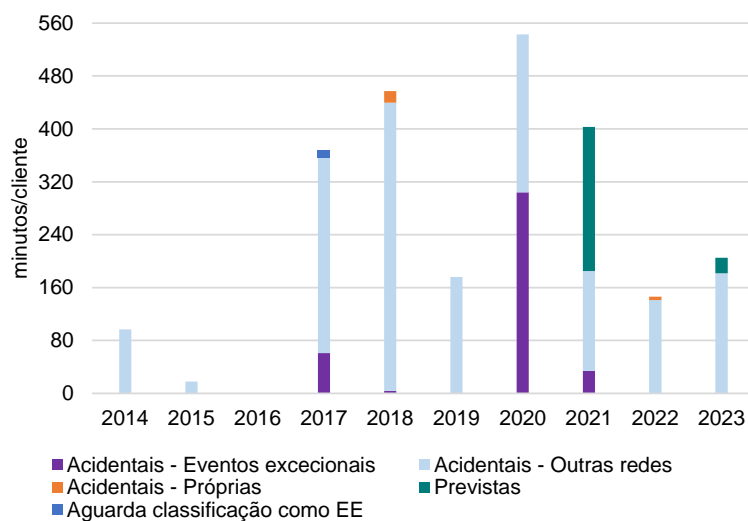
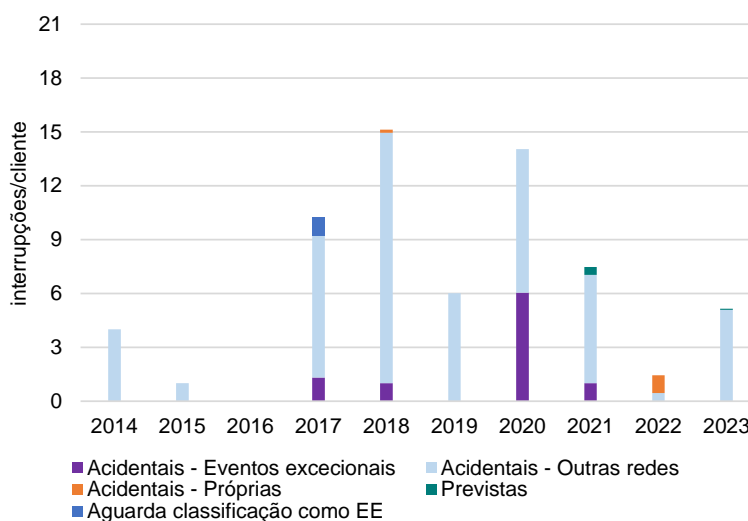


Figura 3-75 – Evolução do SAIFI BT





De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa a 2023, 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2023, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 21,36 minutos/cliente (Figura 3-76) e de SAIFI BT de 0,65 interrupções/cliente (Figura 3-77), considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-76 – Evolução do SAIDI BT

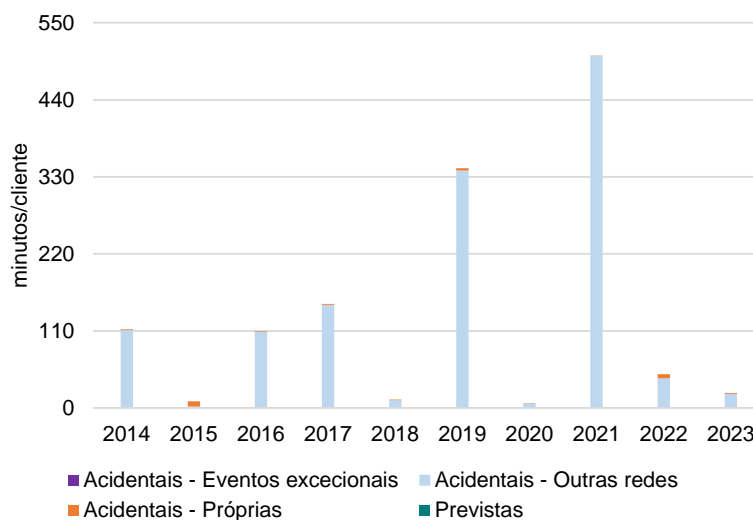
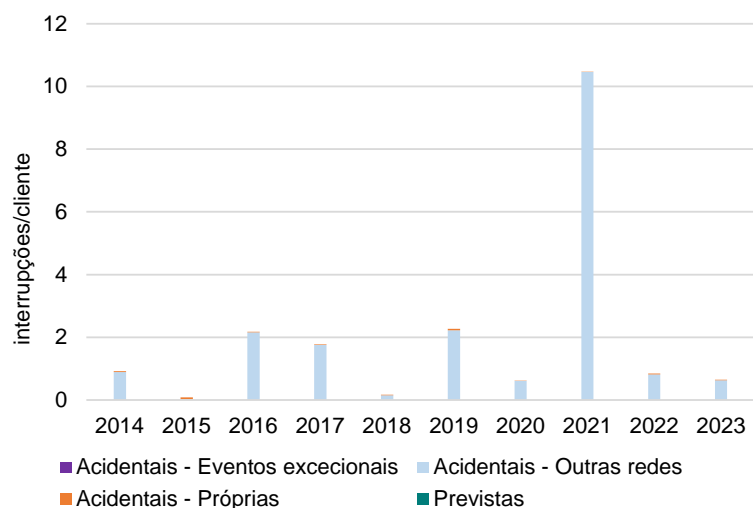


Figura 3-77 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa a 2023, 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2023, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 47,60 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,20 interrupções/cliente (incluindo todas as interrupções), considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-78 – Evolução do SAIDI BT

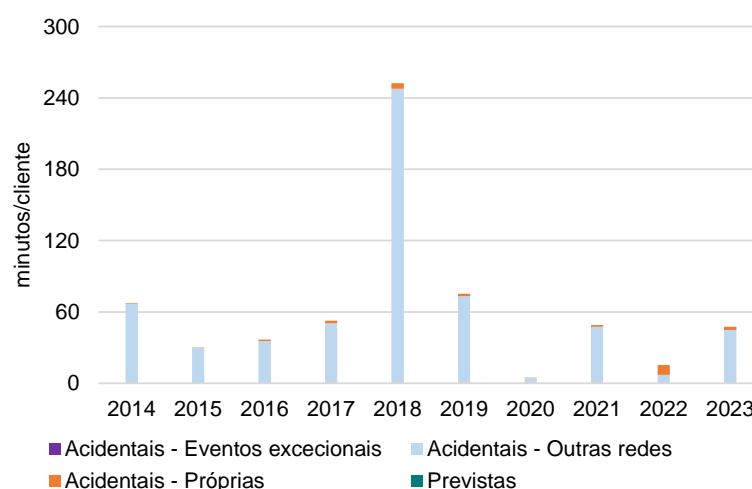
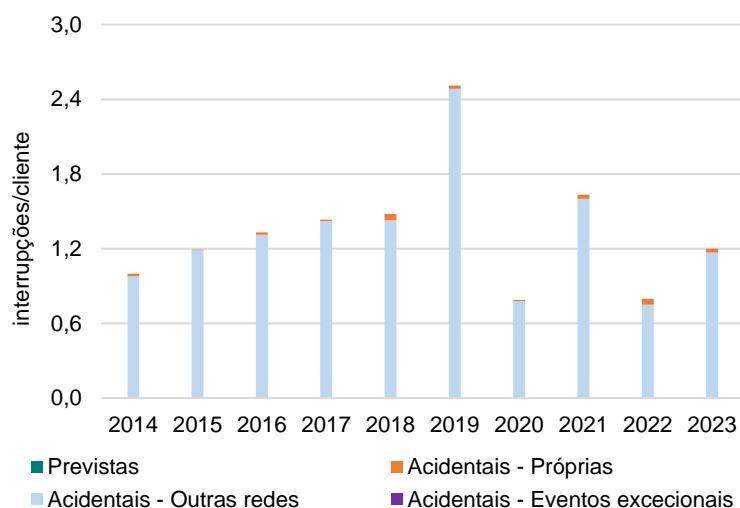


Figura 3-79 – Evolução do SAIFI BT



Verifica-se que, em 2023, 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, conseqüentemente, 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 2023, contemplou medições em 86 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. Apenas os pontos de entrega Luzianes, Mortágua e Monte Novo – Palma não apresentam valores medidos para todo o ano devido à remodelações e manutenção corretiva dos 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 rede nacional de distribuição de eletricidade. Relativamente aos consumidores ligados em muito alta tensão, os valores eficazes mantiveram-se dentro dos limiares, previstos no RQS, face à tensão declarada, com exceção do ponto de entrega Gouveia (uma semana).

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 (47 semanas) e Siderurgia Longos Seixal (31 semanas), AAPICO MAIA (4 semanas), Prelada (3 semanas), Custóias (2 semanas) e Carregado (2 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; subestação da Fatela (IP) na



7.^a harmónica; subestação de Quinta Grande na 11.^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 nove reclamações de natureza técnica, na maioria por cavas de tensão, e três pedidos de informação. Após a análise de todas as situações reportadas, não foi verificado qualquer incumprimento do RQS.

4.1.2 EVENTOS DE TENSÃO

Apresenta-se em seguida no Quadro 4-1 e no Quadro 4-2 informação referentes a cavas de tensão e a sobretensões, registadas nos 86 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente. Estes quadros incluem para cada nível de tensão (60 kV, 150 kV e 220 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 na rede de transporte em Portugal continental em 2023

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	220	56,25	1,25	0,25	0,13	0
	150*	43,71	0,21	0,29	0	0
	60	45,18	1,05	0,65	0,29	0,03
80 > u ≥ 70	220	12,00	0	0,13	0	0
	150*	43,71	0,21	0,29	0	0
	60	14,23	0,22	0,17	0,11	0,05
70 > u ≥ 40	220	8,75	0	0	0	0
	150*	23,29	0	0	0	0
	60	17,92	0,25	0,14	0,02	0,08
40 > u ≥ 5	220	1,25	0	0	0	0
	150*	2,36	0	0,29	0,07	0
	60	2,74	0,03	0,06	0,06	0,03
5 > u	220	0,13	0,25	0	0	0
	150*	0,57	0,07	0,14	0	0,14
	60	0,08	0	0,02	0	0,06

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada



Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2023

Sobretensão (%U _c)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões registadas por ponto de entrega monitorizado		
		Duração <i>t</i> (s)		
		0,01 < <i>t</i> ≤ 0,50	0,50 < <i>t</i> ≤ 5,00	5,00 < <i>t</i> ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0	0	0
	150*	0,36	0	0
	60	0,95	0,08	0
120 > u > 110	220	0,63	0	0
	150*	0,93	0	0
	60	0,63	0,14	0

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

U_c – Tensão declarada

Em 2023, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV e 65 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 84. Este valor compara com o valor de 58 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2022.

Do total das 7 338 cavas de tensão registadas na RNT em 2023, 97% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se cerca de dois eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 140 sobretensões registadas em 2023, 90% 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 2023, 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 5.^a, 7.^a e 11.^a tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2023, o número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado apresentou um aumento de cerca de 45% 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, passem a 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 2023 teve uma taxa de realização de 93,81%. 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 2023, medições da qualidade da onda de tensão em 53 pontos de monitorização da sua rede: 29 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.



O resultado das ações de monitorização realizadas em 2023 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação no posto de transformação 9PT0001 da ilha do Corvo. Os valores de tremulação não regulamentares advêm das características do sistema elétrico existente na ilha e às flutuações de tensão provocadas pelas cargas existentes na ilha.

Relativamente ao valor eficaz de tensão, 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.

4.2.2 EVENTOS DE TENSÃO

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

Em seguida, realiza-se a análise dos eventos de tensão ocorridos nas redes AT e MT da RAA. Uma vez que a produção de energia elétrica e as redes de transporte e distribuição de cada uma das nove ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas, considerou-se mais apropriada a realização de uma análise dos eventos de tensão para cada 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2023**

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	17,00	1,00	0	0	0
	0,23	3,00	4,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	10	1,00	2,00	2,00	0	0
	0,23	1,00	1,00	1,00	0	0
$70 > u \geq 40$	10	2,00	11,00	4,00	0	0
	0,23	11,00	5,00	2,00	0	0
$40 > u \geq 5$	10	0	2,00	0	0	0
	0,23	0,	2,00	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 2023

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	4,00	0	0
	0,23	1,00	16,00	5,00

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 38 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 10 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2023**

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	34,00	8,00	5,33	0	0
	30	37,90	8,70	5,50	0	0
	10	33,36	11,55	7,36	0	0
	0,23	28,75	9,00	3,50	0	0
$80 > u \geq 70$	60	8,67	14,33	0	0	0
	30	13,50	11,20	0	0	0
	10	21,36	13,00	0,64	0	0
	0,23	8,50	12,13	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	3,33	6,00	0,67	0,67	0
	30	6,90	10,40	2,40	0	0
	10	4,00	11,64	0,91	0	0
	0,23	10,38	3,88	2,13	0,25	0
$40 > u \geq 5$	60	0	1,00	0	0	0
	30	5,20	5,20	0,10	0,60	0
	10	2,00	1,82	0	0,64	0
	0,23	5,63	3,00	0,13	0,38	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0,33
	30	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0,64	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2023

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	0
	10	0	1,27	0,18
	0,23	0	0,63	0,13
$120 > u > 110$	60	0,67	0,67	0
	30	0	0,60	0
	10	0	1,00	0
	0,23	0	3,50	3,00

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em três 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 100,69 e identificaram-se 2,97 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 2023, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2023

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	19,67	1,33	0	0	0
	15	21,89	2,67	0	0	0
	6,9	34,50	2,00	0	0	0
	0,23	13,25	1,00	0	0	0
$80 > u \geq 70$	30	12,00	1,33	0	0	0
	15	12,11	0,78	0	0	0
	6,9	13,00	1,00	0	0	0
	0,23	8,75	1,00	0	0	0
$70 > u \geq 40$	30	5,17	1,00	0	0	0
	15	8,56	2,33	0,33	0,89	0
	6,9	10,50	1,00	1,00	0	0,50
	0,23	7,75	0,25	0	0,50	0
$40 > u \geq 5$	30	0	1,00	0	1,00	0
	15	1,22	0,78	0	0	0
	6,9	3,00	1,00	0	0	0
	0,23	0	1,00	0	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0,33	0
	15	0	0	0	0	0
	6,9	2,50	3,00	0	0	1,00
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2023

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	0,67	0
	15	0,67	0,44	0
	6,9	0,50	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0	1,33	0
	15	0,78	1,56	0,22
	6,9	2,00	1,50	1,00
	0,23	1,25	2,25	0,50



Na ilha Terceira, a monitorização incidu sobre seis 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 47,76 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 3,38 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

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 2023, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2023

Ilha Graciosa						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	1,00	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	2,00	0	0,50	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	0	0	1,50	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	1,00	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 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	1,00	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	1,00	0	0
	0,23	0	1,00	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 quatro cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, e identificaram-se 1,67 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2023**

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)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	14,00	0	0	0	0
	0,23	5,00	0,50	0,50	0	0,50
$80 > u \geq 70$	15	0	2,00	0	0	0
	0,23	0,50	2,50	0,	0	0,50
$70 > u \geq 40$	15	0	12,00	0	0	0
	0,23	0	6,00	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	7,00	2,00	0	0
	0,23	0,50	6,50	1,00	0	1,00
$5 > u$	15	0	0	0	0	0
	0,23	4,50	1,50	0,50	0,50	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0	0
	0,23	1,50	1,00	1,50
$120 > u > 110$	15	6,00	0	0
	0,23	8,00	9,00	5,00

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 33,67 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2023**

Ilha do Pico						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	29,00	1,00	0	0	0
	15	24,00	7,00	0,67	0	0
	0,23	14,33	2,00	0,33	0	0
$80 > u \geq 70$	30	6,00	1,00	0	0	0
	15	4,33	2,33	1,00	1,00	0
	0,23	1,00	1,33	0	0,33	0
$70 > u \geq 40$	30	18,00	10,00	0	1,00	0
	15	7,67	7,33	0	0	0
	0,23	8,67	3,33	0	0	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	3,00	0	0
	15	4,00	4,33	2,67	0	0
	0,23	3,33	3,00	2,00	1,00	0
$5 > u$	30	0	0	1,00	0	0
	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2023

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
	15	0	0	0
	0,23	0,33	0	0
$120 > u > 110$	30	0	0	0
	15	0,33	0,33	0,33
	0,23	1,33	2,00	1,00

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 55,86, tendo-se identificado uma média de 2,43 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2023**

Ilha do Faial						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	5,00	0	0	0	0
	0,23	5,50	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	1,33	0,33	0	0	0
	0,23	1,00	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0,33	3,00	1,67	1,00	0
	0,23	0	2,50	3,00	0	0
$5 > u$	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 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0,67	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	0	0	0
	0,23	1,00	0	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 12,40, tendo-se identificado uma média de 0,8 sobretensões por ponto 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2023**

Ilha das Flores						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	24,00	16,40	0	0,40	0
	0,23	15,50	10,50	0	0	0
$80 > u \geq 70$	15	0,40	8,40	1,20	0,60	0
	0,23	1,00	3,50	0	0	0
$70 > u \geq 40$	15	1,40	1,80	0,80	0,20	0
	0,23	0,50	2,50	0,50	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0,80	7,80	0,40	0,40	0
	0,23	0,50	5,50	0,50	0	0
$5 > u$	15	0,60	2,20	0,20	0	0,20
	0,23	0	1,00	0	0	0

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0,40	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	5,40	2,80	0
	0,23	4,50	4,50	0,50

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 60,57, tendo-se identificado uma média de 8,86 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 2023, respetivamente.

**Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2023**

Ilha do Corvo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	15	228,00	12,00	0	3,00	0
	0,23	8,00	1,00	2,00	0	0
$80 > u \geq 70$	15	9,00	3,00	2,00	4,00	0
	0,23	0	0	1,00	0	0
$70 > u \geq 40$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	15	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$5 > u$	15	0	0	0	0	1,00
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	15	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	15	0	0	0
	0,23	7,00	4,00	7,00

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 137, tendo-se identificado uma média de nove sobretensões por ponto de rede monitorizado.



4.2.3 CONCLUSÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para 2023 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 93,81%, com medições da qualidade da onda de tensão em 29 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 53 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 do Corvo.

No que respeita ao valor eficaz de tensão, 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 2023 teve uma taxa de realização de 97,8% para a ilha da Madeira e de 68,0% 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 2023 na RAM contemplaram medições em 30 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, verificou-se que todos os pontos monitorizados registaram valores dentro dos limites estabelecidos na norma NP EN 50 160 ($\pm 10\%$ para a BT e MT).

Frequência

Relativamente à frequência, as variações máximas registadas nas ilhas da Madeira e do Porto Santo foram 0,37% e 0,11%, respetivamente, cumprindo a variação máxima ($\pm 2\%$) prevista na norma EN NP50160 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 de um posto de transformação na baixa tensão.

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 0,79%, 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 5,0%. 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 2023 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em quatro pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e dois na BT. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

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.

**Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2023**

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	5,00	0,33	0	0,33	0
	30	6,50	1,38	0	0	0
	6,6	4,20	1,00	0,20	0	0
	0,23	1,60	0,40	0	0,20	0
$80 > u \geq 70$	60	0,67	1,00	0	0	0
	30	3,13	0,13	0	0	0
	6,6	3,00	0,60	0	0	0
	0,23	0,70	0	0,20	0	0
$70 > u \geq 40$	60	0	0	0	0	0
	30	2,00	0,13	0	0	0
	6,6	14,20	0,20	0	0,40	0
	0,23	0,60	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0	0	0	0
	30	0,63	0	0	0,13	0
	6,6	0,40	0	0	0	0
	0,23	0,20	0	0	0	0
$5 > u$	60	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	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 2023

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	0,33	0
	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	60	0	0	0
	30	0,13	0	0
	6,6	5,80	0	0
	0,23	0	0	0

No ano de 2023, em 30 pontos de rede monitorizados, registaram-se 317 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 294 na ilha da Madeira e 23 na ilha do Porto Santo. Em relação a este tipo de evento, em 2023 verificou-se uma diminuição do número de cavas na RAM em cerca de 27,6% quando comparado com o período homólogo de 2022.



Na ilha da Madeira, em 2023, identificaram-se no total 31 sobretensões, representando um aumento significativo do número de eventos deste tipo face a 2022.

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.

Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2023

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 ≤ 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	0	1,00	0	0	0
	6,6	6,00	2,00	0	0	0
	0,23	0,50	2,50	0	0	0
80 > u ≥ 70	30	1,00	0	0	0	0
	6,6	1,00	1,00	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
70 > u ≥ 40	30	0	0	0	0	0
	6,6	3,00	1,00	0	0	0
	0,23	0,50	0	0	0	0
40 > u ≥ 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 2023

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
	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 2023.



4.3.3 CONCLUSÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2023 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em quatro pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e dois 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 2023, em 30 pontos de rede monitorizados, registaram-se 317 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 294 na ilha da Madeira e 23 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões foram registadas sobretensões apenas 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 2022-2023 prevê a monitorização de 133 subestações AT/MT em 2023, 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 2023, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-REDES monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (53 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 103 subestações AT/MT (168 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 221 barramentos MT das 133 subestações de AT/MT monitorizadas, registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.



Tremulação

Em 2023, os 221 barramentos MT das 133 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,04% na tremulação. No que diz respeito à tremulação, tratam-se de situações pontuais que motivaram maior vigilância por parte da E-REDES.

Distorção harmónica de tensão

Em 2023, os 221 barramentos MT das 133 subestações monitorizadas apresentaram praticamente a totalidade das semanas analisadas conformes, com a exceção de apenas 0,52% na distorção harmónica de tensão. Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas às 5.ª, 6.ª e 8.ª harmónicas de tensão e THD de tensão, que motivaram estudos complementares e uma maior vigilância por parte da E-REDES.

4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD dos concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registadas algumas situações pontuais de não conformidades, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para as características da onda de tensão.

Valor eficaz de tensão

Relativamente às não conformidades no valor eficaz de tensão, na rede de distribuição BT, todas as situações detetadas foram objeto de estudo e desencadearam medidas corretivas adequadas por parte da E-REDES.

Tremulação

Relativamente à tremulação, a generalidade das não conformidades verificadas correspondem a situações relacionadas com 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

Relativamente à distorção harmónica, a E-REDES refere que as não conformidades identificadas se trataram de situações associadas às 5.^a, 6.^a, 7.^a e 8.^a harmónicas de tensão e THD de tensão, que motivou maior vigilância, bem como estudos complementares.

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

4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

O Quadro 4-25 apresenta, para 2023, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 221 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 133 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 221 barramentos MT, 36 barramentos são de 10 kV, 126 barramentos são de 15 kV e 59 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	73,58	5,63	3,73	0,36	0,02
	15	49,92	3,75	3,92	1,32	0,06
	10	22,58	0,22	0,42	0,11	0
$80 > u \geq 70$	30	24,36	2,17	1,75	0,15	0
	15	13,72	0,94	1,45	0,12	0,01
	10	18,44	0	1,14	0	0
$70 > u \geq 40$	30	15,54	4,93	1,59	0,12	0
	15	11,77	2,32	1,02	0,29	0
	10	38,81	0,11	0,06	0,03	0
$40 > u \geq 5$	30	6,81	4,78	0,95	0,08	0,02
	15	2,00	0,72	0,16	0,08	0
	10	1,28	0	0	0	0
$5 > u$	30	0,15	0,14	0	0	0
	15	0,10	0,03	0,02	0,02	0
	10	0	0	0	0	0



Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 105 por barramento. Do número total de cavas registadas, 84% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos e 58% 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 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 (%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	0,03	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
$120 > u > 110$	30	0,08	0	0
	15	0,07	0,03	0,01
	10	0,03	0	0,03

Uc – 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



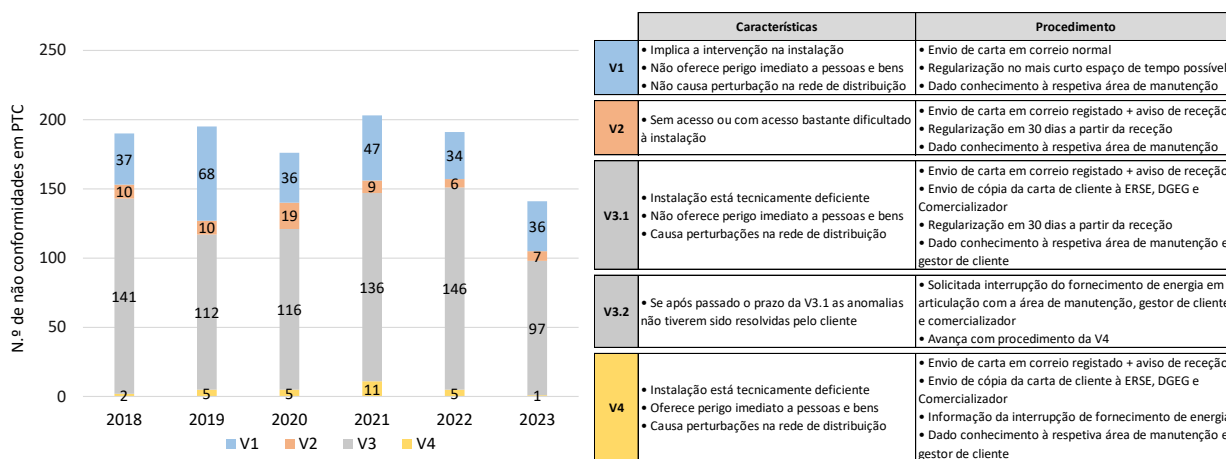
conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica.

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 4-1 apresenta uma caracterização das não conformidades identificadas por ano em PTC na rede da E-REDES.

Figura 4-1 - Caracterização de não conformidades por ano de identificação



De acordo com a E-REDES, em 2023, o número total de não conformidades identificadas em PTC foi de 141. Tal como em 2022, 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 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 dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a E-REDES.

De um modo geral tem-se verificado uma progressiva melhoria na conformidade com a norma NP EN 50160.



4.5 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER

Em 2023, 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 da Celer, nas ações de monitorização efetuadas em 2023, quer através do analisador de redes instalado em três postos de transformação, quer através dos SBT instalados em todos os postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

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 da Celer](#).





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

Em 2023, 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 2022, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação “Faial” e “Lorisa” 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE

Em 2023, a CEVE realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede 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 PT049 Outiz Gemunde, durante o 2.º trimestre de 2023, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para os parâmetros da qualidade da energia elétrica analisados, exceto na 5.ª harmónica de tensão.

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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2023, 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.

De acordo com a informação da A LORD, nas ações de monitorização efetuadas em 2023 não foram 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 BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS

Em 2023, 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 2023, quer através do analisador de redes instalado nos seus dois postos de transformação, quer através dos SBT instalados em todos os postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores, não foram identificadas inconformidades com os 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. AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO







5.1 ENQUADRAMENTO

A supervisão desempenha um papel fundamental na garantia da eficácia e cumprimento do RQS. Este capítulo visa oferecer uma visão abrangente das atividades de fiscalização realizadas pela ERSE no âmbito da qualidade de serviço técnica.

5.2 CARACTERIZAÇÃO

No âmbito das atividades de fiscalização, em 2023 a ERSE realizou duas auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à continuidade de serviço, nomeadamente à EDA e à E-REDES, as quais permitiram a identificação de melhorias nos procedimentos dos operadores das redes.

Auditoria sobre qualidade de serviço técnica à EDA

Esta auditoria de verificação das disposições regulamentares relativas à continuidade de serviço da EDA, teve início em 2022 e foi concluída em maio de 2023⁷. Os trabalhos realizados nesta auditoria foram desenvolvidos, sob supervisão da ERSE, por uma empresa independente de auditoria contratada pela EDA, e tiveram como objetivo verificar o cumprimento das disposições do RQS sobre os seguintes temas:

- i) avaliação dos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação relativa à continuidade de serviço;
- ii) avaliação das metodologias e dos critérios utilizados no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;
- iii) verificação da metodologia de cálculo de compensações relativas à continuidade de serviço;
- iv) validação da informação de continuidade de serviço reportada à ERSE e sua respetiva divulgação externa.

No âmbito da realização desta auditoria, concluiu-se que a avaliação global do grau de cumprimento do RQS pela EDA é positiva. Como resultado dos trabalhos de acompanhamento direto pela ERSE e das análises efetuadas ao relatório final da auditoria, este operador de rede desenvolveu um plano de ação para implementar um conjunto de recomendações.

⁷ Relatório disponível no *site* da ERSE ([link](#)).



Auditoria sobre qualidade de serviço técnica à E-REDES

Esta auditoria de verificação das disposições regulamentares relativas à continuidade de serviço da E-REDES, teve início em 2022 e foi concluída em junho de 2023⁸. À semelhança da auditoria referida anteriormente, os trabalhos realizados foram desenvolvidos, sob supervisão da ERSE, por uma empresa independente de auditoria contratada pela E-REDES, e tiveram como objetivo verificar o cumprimento das disposições do RQS sobre os seguintes temas:

- i) avaliação dos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação relativa à continuidade de serviço;
- ii) avaliação das metodologias e dos critérios utilizados no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;
- iii) verificação da metodologia de cálculo de compensações relativas à continuidade de serviço;
- iv) recálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço;
- v) validação da informação de continuidade de serviço reportada à ERSE e sua respetiva divulgação externa.

No âmbito da realização desta auditoria, concluiu-se que a avaliação global do grau de cumprimento do RQS pela E-REDES é positiva. Como resultado dos trabalhos de acompanhamento direto pela ERSE e das análises efetuadas ao relatório final da auditoria, este operador de rede desenvolveu um plano de ação para implementar um conjunto de recomendações que, entretanto, concluiu com sucesso.

5.3 CONCLUSÕES

No desempenho das suas competências legais e estatutárias de regulação do setor energético, a ERSE realizou uma ação de fiscalização à EDA e outra à E-REDES durante o ano de 2023, com o intuito de verificar o cumprimento das disposições regulamentares relativas à continuidade de serviço. As ações de fiscalização realizadas aos operadores de rede permitiram corrigir e melhorar procedimentos.

⁸ Relatório disponível no *site* da ERSE ([link](#)).

6. RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS











6.1 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.

6.2 CARACTERIZAÇÃO

Apenas cinco entidades remeteram à ERSE, dentro do prazo, os relatórios da qualidade de serviço relativos ao ano de 2023, conforme indicado no Quadro 6-1. No que respeita à publicação, verificou-se que cinco operadores de rede divulgaram os seus relatórios nas respetivas páginas na internet dentro dos prazos previstos, tendo outros quatro operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT (A CELER, A Lord, CEVE e CESSN) publicado os relatórios em data posterior. Os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem organizados e são de fácil leitura.

Quadro 6-1 – Supervisão do envio e publicação do relatório da qualidade de serviço dos operadores das redes de elétricas relativo a 2023

Operadores das redes	Enviou 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 (31/05/2024)	Sim	
EDA - Eletricidade dos Açores	Sim (29/05/2024)	Sim	
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	Sim (31/05/2024)	Sim	
E-REDES - Distribuição de Eletricidade	Sim (31/05/2024)	Sim	
A CELER - Cooperativa Electrificação de Rebordosa	Não (25/07/2024)	Não	
CESSN - Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	Não (29/07/2024)	Não	
Cooperativa de Eletrificação A Lord	Não	Não	
Cooperativa Eléctrica de Loureiro	Sim (31/05/2024)	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	Não	Não	
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	Não	Não	n.d.
Cooproriz – Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Não	Não	n.d.
Junta de Freguesia de Cortes do Meio	Não	Não	n.d.



6.3 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 CELER, A. E. Moreira de Cónegos, A Lord, CESSN, CEVE, C. E. de Vilarinho, Cooproriz, C. P. de Valongo do Vouga 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.

A conceptual illustration of a glowing lightbulb. Inside the bulb, several interlocking gears of various sizes are visible, symbolizing industry, technology, and innovation. The entire scene is set against a dark blue background with a subtle grid pattern.

ANEXOS





ANEXO

Anexo A – Lista de Siglas e Acrónimos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CEER	Council of European Energy Regulators
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
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
PTC	Posto de Transformação de Cliente
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
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
Tcd	Taxa Combinada de Disponibilidade
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	Élvas
Alto Alentejo	Fronteira
Alto Alentejo	Gavião
Alto Alentejo	Marvão
Alto Alentejo	Monforte
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre
Alto Alentejo	Sousel

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
Baixo Alentejo	Castro Verde
Baixo Alentejo	Cuba
Baixo Alentejo	Ferreira do Alentejo
Baixo Alentejo	Mértola



NUTS III	Concelho
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	Sertã
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
Douro	Lamego
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Penedono
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Sernancelhe
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Grande Lisboa	Cascais

NUTS III	Concelho
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
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



NUTS III	Concelho
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
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	Aguiar 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