



ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DO SETOR ELÉTRICO

2017

dezembro



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

SÍNTESE	1
1 INTRODUÇÃO	9
2 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA	13
3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	21
3.1 REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	24
3.1.1 INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO	24
3.1.2 INDICADORES GERAIS	26
3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS.....	29
3.1.4 EVENTOS EXCECIONAIS	30
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT	30
3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	31
3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	32
3.2.1 INDICADORES GERAIS	32
3.2.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	37
3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS	40
3.2.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	40
3.2.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	40
3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	43
3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	45
3.3.1 INDICADORES GERAIS	46
3.3.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS.....	50
3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS	52
3.3.4 INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO	53
3.3.5 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	53
3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	56
3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	57
3.4.1 INDICADORES GERAIS	58
3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS	76
3.4.3 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO	80
3.4.4 PADRÕES INDIVIDUAIS E COMPENSAÇÕES.....	81
3.4.5 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	82
3.4.6 AUDITORIA.....	84
3.4.7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	85

3.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	86
3.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – CASA DO POVO DE VALONGO DO VOUGA.....	88
3.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	90
3.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE.....	92
3.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE VILARINHO.....	94
3.10	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPRORIZ.....	96
3.11	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A ELÉTRICA DE MOREIRA DE CÓNEGOS	97
3.12	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – JUNTA DE FREGUESIA DE CORTES DE MEIO	99
3.13	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	101
3.14	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	102
4	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	107
4.1	REDE DE TRANSPORTE EM PORTUGAL CONTINENTAL – REN.....	109
4.1.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	109
4.1.2	EVENTOS DE TENSÃO	110
4.1.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	112
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES – EDA	113
4.2.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	114
4.2.2	EVENTOS DE TENSÃO	114
4.2.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	122
4.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA – EEM	123
4.3.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	123
4.3.2	EVENTOS DE TENSÃO	123
4.3.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	126
4.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO	128
4.4.1	FENÓMENOS CONTÍNUOS.....	129
4.4.1.1	SUBESTAÇÕES.....	129
4.4.1.2	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	129
4.4.2	EVENTOS DE TENSÃO	130
4.4.3	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	132
4.5	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A CELER.....	133
4.6	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – COOPERATIVA ELÉTRICA DE LOUREIRO	134
4.7	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. DE VALE D’ESTE	136

4.8	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD.....	137
4.9	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – C.E. S. SIMÃO DE NOVAIS	138
	ANEXO.....	139

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Causas das Interrupções na RNT	25
Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT	26
Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT	26
Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT	27
Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT	27
Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT	28
Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT	28
Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT	31
Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA.....	34
Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA	35
Figura 3-11 – Evolução do SAIDI na RAA.....	35
Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA	36
Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA.....	36
Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2017.....	38
Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2017	39
Figura 3-16 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAA.....	41
Figura 3-17 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAA.....	41
Figura 3-18 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAA	42
Figura 3-19 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAA.....	42
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM.....	47
Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM	47
Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM.....	48
Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM	49
Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM.....	49
Figura 3-25 – SAIFI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2017.....	50
Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2017	51
Figura 3-27 – SAIFI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2017	51
Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2017	52
Figura 3-29 – Distribuição de clientes MT por número de interrupções na RAM.....	53
Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM	54
Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM	54
Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM.....	55

Figura 3-33 – NUTS III em Portugal continental	58
Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT com impacto na produção	60
Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT com impacto na produção	61
Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT com impacto nos clientes	61
Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT com impacto nos clientes.....	62
Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT com impacto nos clientes.....	62
Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT.....	63
Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT.....	64
Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT	64
Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT	65
Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT	65
Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT	66
Figura 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2017	67
Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2017.....	68
Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2017.....	69
Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2017	70
Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2017	71
Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2017	72
Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2017	73
Figura 3-52 – MAIFI MT por NUTS III, em 2017	74
Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2017.....	75
Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2017	76
Figura 3-55 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2017	81
Figura 3-56 – Incentivo à continuidade de serviço	84
Figura 3-57 – Evolução do SAIDI BT	86
Figura 3-58 – Evolução do SAIFI BT	86
Figura 3-59 – Evolução do SAIDI BT	88
Figura 3-60 – Evolução do SAIFI BT.....	88
Figura 3-61 – Evolução do SAIDI BT	90
Figura 3-62 – Evolução do SAIFI BT.....	90
Figura 3-63 – Evolução do SAIDI BT	92
Figura 3-64 – Evolução do SAIFI BT.....	93
Figura 3-65 – Evolução do SAIDI BT	94
Figura 3-66 – Evolução do SAIFI BT.....	94

Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT	96
Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT	96
Figura 3-69 – Evolução do SAIDI BT	97
Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT	97
Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT	99
Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT	99
Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT	101
Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT	101
Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT	102
Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT	102

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Operadores das redes e comercializadores de último recurso.....	14
Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2017	15
Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2017.....	16
Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2017	17
Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2017.....	17
Quadro 3-1 – Aplicação dos indicadores gerais de continuidade de serviço	23
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT	25
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço da RNT.....	29
Quadro 3-4 – Defeitos por 100 km de linha na RNT	29
Quadro 3-5 – Evento excecional na RNT.....	30
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2017	33
Quadro 3-7 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA	43
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2017	46
Quadro 3-9 – Evento excecional na RAM	52
Quadro 3-10 – Compensações na RAM	55
Quadro 3-11 – Indicadores gerais e níveis de tensão em Portugal continental.....	57
Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2017	59
Quadro 3-13 – Impacto da tempestade Dóris nos indicadores de continuidade de serviço	77
Quadro 3-14 – Impacto do incêndio de 17 a 20 de junho nos indicadores de continuidade de serviço	78
Quadro 3-15 – Impacto dos incêndios de 15 a 24 de outubro nos indicadores de continuidade de serviço.....	79
Quadro 3-16 – Impacto da tempestade Ana nos indicadores de continuidade de serviço	80
Quadro 3-17 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2017	82
Quadro 4-1 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental em 2017	111
Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2017	111
Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2017.....	115
Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2017.....	115
Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2017	116
Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2017	116
Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2017.....	117

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2017	117
Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2017	118
Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2017	118
Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2017.....	118
Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2017.....	118
Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2017	119
Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2017	119
Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2017	120
Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2017	120
Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2017.....	121
Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2017.....	121
Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2017	122
Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2017	122
Quadro 4-21 – Cavas de tensão na ilha da Madeira em 2017	124
Quadro 4-22 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha da Madeira em 2017.....	125
Quadro 4-23 – Cavas de tensão na ilha do Porto Santo em 2017.....	126
Quadro 4-24 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Porto Santo em 2017	126
Quadro 4-25 – Cavas de tensão em Portugal continental (EDP Distribuição).....	131
Quadro 4-26 – Sobretensões em Portugal continental (EDP Distribuição).....	131

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) do setor elétrico e do setor do gás natural 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 percecionada pelos clientes.

Este relatório dedica-se aos temas da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica, sendo relativo aos operadores de redes nos vários níveis de tensão.

O relatório apresenta ainda uma breve descrição das auditorias realizadas por entidades independentes e acompanhadas pela ERSE aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço das empresas.

APRECIÇÃO GERAL

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, em 2017 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição se degradou face ao ano anterior, refletindo o aumento de incidentes de grande impacto provocados designadamente por tempestades e incêndios.

No caso da Rede Nacional de Transporte (RNT), operada pela REN - Rede Elétrica Nacional, S. A. (REN), registaram-se sete interrupções longas de fornecimento e sete interrupções breves. A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2017 apresentou uma melhoria do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2016 no que respeita aos indicadores de energia não fornecida e tempo de interrupção equivalente.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) verifica-se que os valores de continuidade de serviço medidos pelos indicadores são semelhantes aos verificados no ano anterior.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2017 uma melhoria da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, face ao ano anterior, regressando os indicadores aos valores verificados em 2015.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

No ano de 2017 ocorreram sete interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda sete interrupções breves.

Apesar da ocorrência de 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 o ano de 2017 apresentou um desempenho inferior no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2016. Este desempenho deve-se ao facto de terem ocorrido 14 interrupções, sete das quais provocadas pelos incêndios dos dias 15 e 16 de outubro.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2017, verificou-se que o desempenho da rede de distribuição operada pela EDP Distribuição se degradou face ao ano anterior, refletindo o aumento de incidentes de grande impacto provocados designadamente por tempestades e incêndios.

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 relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 13 495 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, reduzindo cerca de 60% face ao ano anterior. O valor das compensações pagas aos clientes foi de 150 670 euros. A grande maioria dos incumprimentos respeita à duração das interrupções, essencialmente devidos a uma concentração territorial de incidentes. O procedimento de classificação como evento excecional do incêndio de Pedrogão Grande (junho de 2017) e do incêndio na região da Lousã (outubro de 2017) encontram-se suspensos, aguardando novas informações, incluindo dos processos judiciais em curso. Assim, os valores de compensações referidos serão revistos após a decisão final da ERSE sobre estes dois pedidos de classificação como evento excecional.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, dada a suspensão do procedimento de classificação como evento excecional dos dois pedidos referidos, o mecanismo encontra-se suspenso durante o ano de 2017.

Das ocorrências que foram classificadas como eventos excepcionais, destacam-se a tempestade Dóris (1 a 4 de fevereiro de 2017), com especial incidência no norte e centro de Portugal continental, e a tempestade Ana (10 e 11 de dezembro de 2017), com impacto em todo o território continental. Estes dois eventos contribuíram em cerca de 27 minutos para o indicador TIEPI, ou seja, cerca de 25% do total anual.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT

Em Portugal continental existem 10 operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, tendo todos estes operadores apresentado a informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2017.

De referir que os operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT têm de reportar o número e duração de interrupções da sua responsabilidade, incorporando as interrupções com origem nas redes a montante. Este facto leva a que a maioria dos indicadores de qualidade de serviço técnica apresentados reflitam a totalidade das interrupções sentidas pelos utilizadores das respetivas redes.

Salienta-se ainda a evolução qualitativa verificada nos últimos anos, sobre o tratamento da informação sobre qualidade de serviço técnica submetida à ERSE pelos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT assim como o esforço no cumprimento do estabelecido regulamentarmente. No que diz respeito às metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, foi atingido pelos operadores um nível de harmonização que permite a realização de comparações de desempenho entre as redes existentes

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em 2017 registou-se um ligeiro aumento dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA, sobretudo ao nível do número das interrupções.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e na zona C das ilhas da Graciosa e do Faial relativos ao indicador SAIFI MT. Em relação ao indicador SAIDI MT, verificaram-se incumprimento nas Zonas A e B da ilha Terceira. Verificou-se ainda incumprimentos dos padrões gerais para as zonas A e C das ilhas Terceira

e do Faial, na zona C das ilhas Graciosa e de S. Jorge relativos ao indicador SAIFI BT. Por seu lado, não foi cumprido o padrão para o indicador SAIDI BT na zona B da ilha Terceira.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 801 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 97% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 4731 euros (em 2016 este valor foi de 7288,68 euros).

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RAM em 2017 demonstraram uma melhoria da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em relação aos últimos anos. A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou que em 2017 nenhum desses padrões gerais foi ultrapassado.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, em 2017 verificaram-se 45 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, tendo este valor reduzido face ao registado no ano anterior (em 2016 verificaram-se 142 incumprimentos dos padrões). O valor das compensações pagas a clientes, no ano de 2017 na RAM foi de 2095,87 euros sendo um valor inferior ao ano anterior (em 2016 este valor foi de 9587,1 euros).

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

O plano de monitorização implementado pela REN em 2017 contemplou medições em 75 dos 83 pontos de entrega fornecidos pela RNT. Percentualmente, o número total de pontos de entrega monitorizados diminuiu face ao número que foi registado em 2016.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 90% dos pontos de entrega existentes.

No ano de 2017 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5ª, 7ª, 12ª e 21ª tensões harmónicas, com origem no tipo de carga de consumidores ligados a esses pontos de entrega. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2017, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 66% relativamente ao ano anterior.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2017, 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 EDP Distribuição.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT

No ano de 2017, A Celer, a C. E. de Loureiro, a CEVE, A LORD e a CESSN foram os únicos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT a realizar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas suas redes. Esta é uma prática que deve ser seguida pela totalidade dos operadores das redes de distribuição.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2017 na RAA contemplaram medições anuais 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.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo. Relativamente à distorção harmónica, identificou-se um posto de transformação com incumprimento dos valores regulamentares, no posto de transformação “A. M. Furtado” na 15.ª harmónica.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade de energia elétrica realizadas em 2017 na RAM contemplaram medições anuais em 23 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Destes 23 pontos monitorizados em 2017, realizou-se monitorização permanente em 12 pontos (11 da ilha da Madeira e 1 na ilha de Porto Santo) e campanhas de medição semestrais nos outros 11 pontos de monitorização das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

Nas ações de monitorização da RAM verificou-se o cumprimento dos valores estabelecidos no RQS no que respeita aos fenómenos contínuos. No que respeita aos eventos de tensão, registaram-se 194 cavas de tensão na RAM, das quais 169 na ilha da Madeira e 25 na ilha do Porto Santo. Relativamente às sobretensões, apenas na ilha da Madeira foram registadas sobretensões no ano de 2017.

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. Com efeito, 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. 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 dá corpo a uma obrigação da ERSE prevista no RQS vigente (em vigor desde início de 2018).

Importa referir que o relatório se enquadra no trabalho de acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano, das vertentes da qualidade de serviço, 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.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes.
- Acompanhamento a auditorias realizadas às empresas.
- Realização, sempre que considerado necessário, de ações de inspeção 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



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, em condições adequadas de qualidade do serviço.

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	
	Coopriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Coopriz	ORD, CUR	
	EDP Distribuição	EDP Distribuição	ORD	
	EDP Serviço Universal	EDP Serviço Universal	CUR	
	Junta de Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR	
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT	
	RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA	PR, ORT, ORD, CUR
	RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PR, ORT, ORD, CUR

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

PRODUÇÃO

A energia elétrica é produzida em centrais electroprodutoras, que podem ser térmicas (gás natural, carvão, gasóleo 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 entre si e com as centrais de produção espanholas (no âmbito do mercado ibérico).

REDE 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 a rede nacional de transporte e a rede nacional de distribuição. A rede de transporte garante ainda as condições de segurança necessárias à receção de energia ligada às redes de distribuição.

Apesar da tendência de aumento da injeção de pequenos produtores ao nível da rede de distribuição, verificada nos últimos anos, em 2017, 73% da produção nacional foi injetada diretamente na rede de transporte, face a 71% no ano anterior, totalizando 39,8 TWh.

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 em 2017.

Quadro 2-2 – Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte em 2017

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 714
220	3 611
150	2 582
Total	8 907
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 340
MAT/AT	23 042
Total	37 382
Pontos de entrega	
83	

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 2017.

Quadro 2-3 – Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2017

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	95	-	AT/MT	230	9
		-	2	MT/MT	11	2
	Terceira	-	79	MT/MT	84	6
	Pico	-	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	99	313	AT/MT	345	42
				MT/MT	236	
	Porto Santo	-	18	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 EDP Distribuição, existem outros 10 operadores das redes de distribuição de energia elétrica, que atuam exclusivamente em BT, conforme apresentado no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 – Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2017

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	8 999	530	-	-
	MT	58 782	14 535	68 593	-
	BT	109 572	33 647	-	6 065 720
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	26	2 169
A Celer	BT	79	27	44	4 142
A Lord	BT	138	19	43	4 442
C. E. de Loureiro	BT	75	18	20	2 055
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	31	3 293
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 530
CEVE	BT	347	153	89	8 945
Cooproriz	BT	n.d.	n.d.	25	1 880
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	426

n.d. – informação não disponível

Quadro 2-5 – Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2017

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de pontos de entrega
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	65	21	63	-
	BT	136	19	-	3 773
São Miguel	MT	441	265	530	-
	BT	779	358	-	62 621
Terceira	MT	256	92	285	-
	BT	530	85	-	27 119
Graciosa	MT	56	8	49	-
	BT	90	7	-	3 234
São Jorge	MT	125	6	77	-
	BT	176	15	-	5 766
Pico	MT	156	33	133	-
	BT	296	26	-	9 356
Faial	MT	94	43	91	-
	BT	201	40	-	7 955
Flores	MT	62	13	32	-
	BT	58	12	-	2 429
Corvo	MT	-	3	1	-
	BT	-	4	-	274
Madeira	MT	420	746	1 393	-
	BT	2 496	671	-	134 122
Porto Santo	MT	14	67	73	-
	BT	46	85	-	4 628

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 pelo respetivo operador. 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 da média tensão, o referido incentivo tem uma componente relativa à continuidade na média tensão. Com o objetivo de diminuir as assimetrias existentes entre os vários clientes, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O Regulamento da Qualidade de Serviço 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 o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes considera todas as interrupções que os afetem, independentemente da origem das mesmas, conquanto 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 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) provoquem

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 consideração os pareceres das entidades administrativas DGEG, DREn da RAA e DRET da RAM.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço são gerais se se referirem à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica e individuais se se referirem 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 respectivas 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

No ano de 2017 ocorreram sete interrupções de fornecimento longas e sete interrupções de fornecimento breves, afetando sete dos 83 pontos de entrega existentes na RNT no final do ano. Refira-se que no ano 2016 foram contabilizadas três interrupções de fornecimento longas.

O Quadro 3-2 apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2017 por ponto de entrega da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF₁.

A ENF₁ corresponde à estimativa da energia não fornecida aos pontos de entrega desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento por parte do operador da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a resolução de uma interrupção num ponto de entrega da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário considerar um tempo adicional para que a reposição do

fornecimento da rede de distribuição aos seus clientes seja efetiva. Este tempo de reposição e a respetiva energia não fornecida (ENF₂) são indiretamente imputáveis à rede de transporte, dado que apenas se verificam devido à ocorrência de interrupções nos pontos de entrega da rede de transporte.

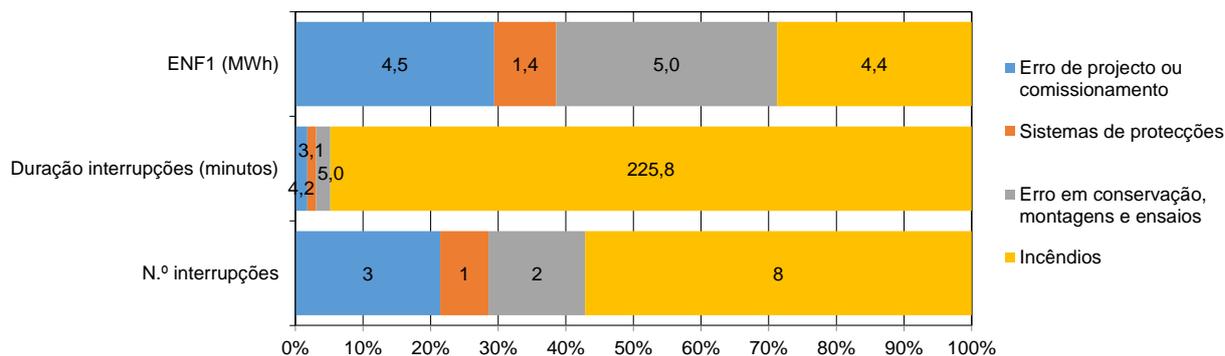
Quadro 3-2 – Interrupções na RNT

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	
SUBESTAÇÃO DE VILA FRIA	60	2	1	3	0,60	3,60	4,20	0,80	3,70	4,50
SUBESTAÇÃO DE ESTARREJA	60	1	1	2	1,50	3,10	4,60	1,00	1,40	2,40
GOUVEIA (REFER)	220	2	1	3	2,40	109,30	111,70	0,00	0,10	0,10
SUBESTAÇÃO DE RIBA D'AVE	60		1	1		3,50	3,50		4,00	4,00
SUBESTAÇÃO DA FEIRA	60	2		2	3,10		3,10	3,00		3,00
MORTÁGUA (REFER)	220		2	2		98,40	98,40		1,30	1,30
SOBRAL DA SERRA (REFER)	220		1	1		12,60	12,60		0,00	0,00
Total		7	7	14	7,60	230,50	238,10	4,80	10,50	15,30
Total (%)		50,0	50,0	100,0	3,2	96,8	100,0	31,4	68,6	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções (longas ou breves) com origem nesta rede (ENF₁) foi de 15,3 MWh em 2017. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 69%. Em 2017, o tempo de interrupção equivalente imputado indiretamente à RNT foi de 0,02 minutos. A este tempo de interrupção correspondeu uma ENF₂ de 2,0 MWh.

Na Figura 3-1 apresentam-se as causas de todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2017, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF₁.

Figura 3-1 – Causas das Interrupções na RNT



Tal como verificado no ano anterior, em 2017, as interrupções com origem em incêndios corresponderam à causa com maior impacto não só na duração de ocorrências, mas também na ENF₁.

3.1.2 INDICADORES GERAIS

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, a Figura 3-2 à Figura 3-7 apresentam a evolução entre os anos 2009 e 2017 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 2017.

Figura 3-2 – Evolução da ENF na RNT

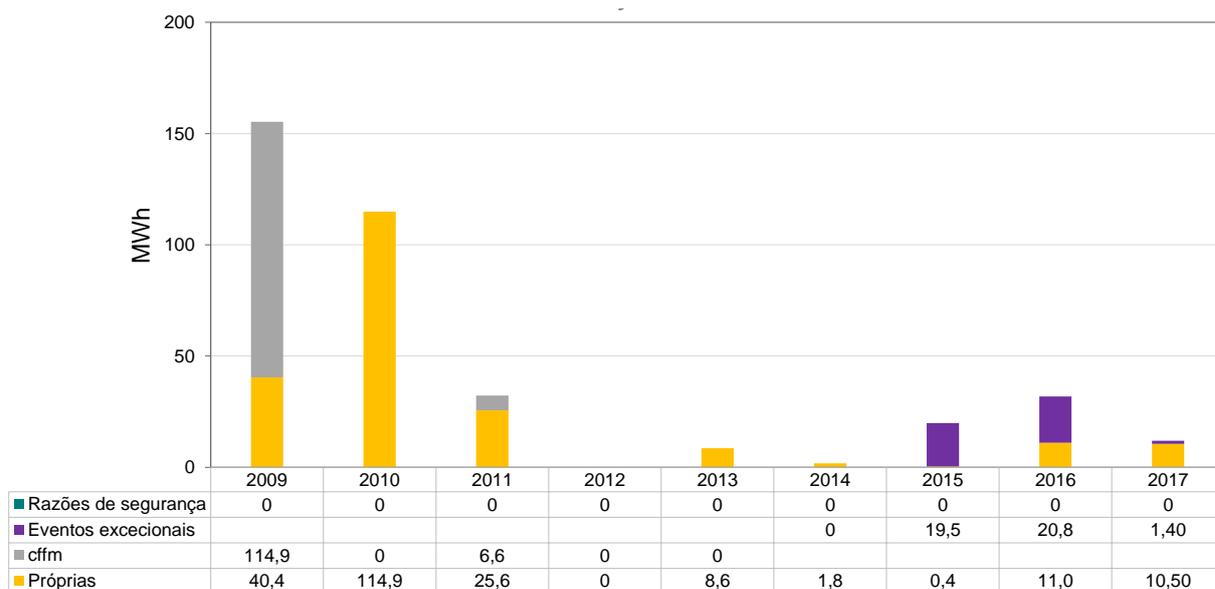


Figura 3-3 – Evolução do TIE na RNT

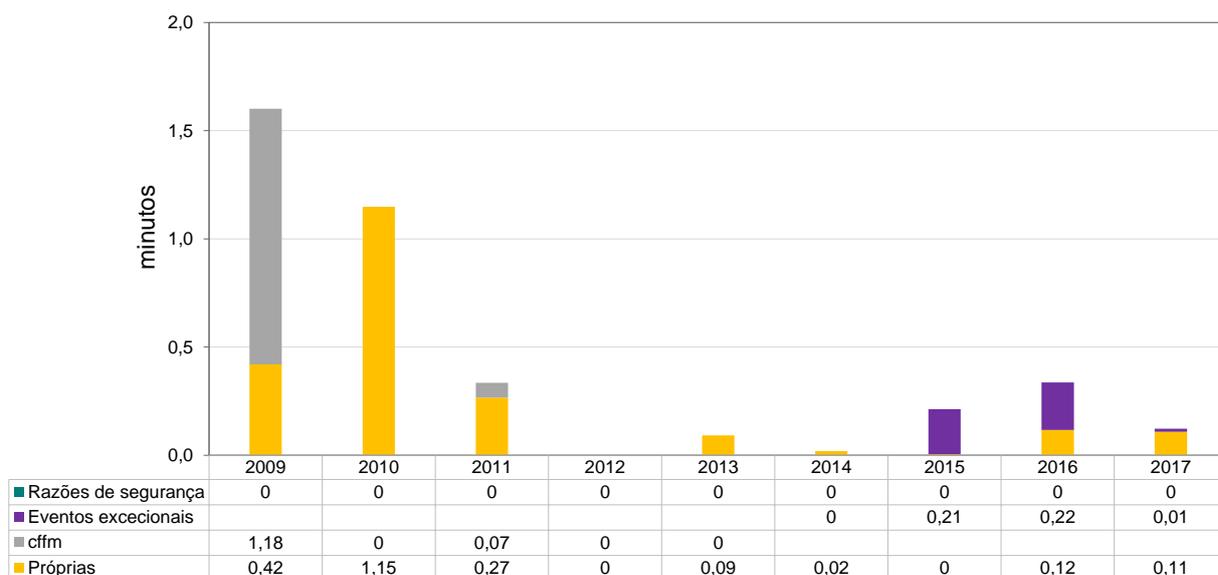


Figura 3-4 – Evolução do SAIFI na RNT

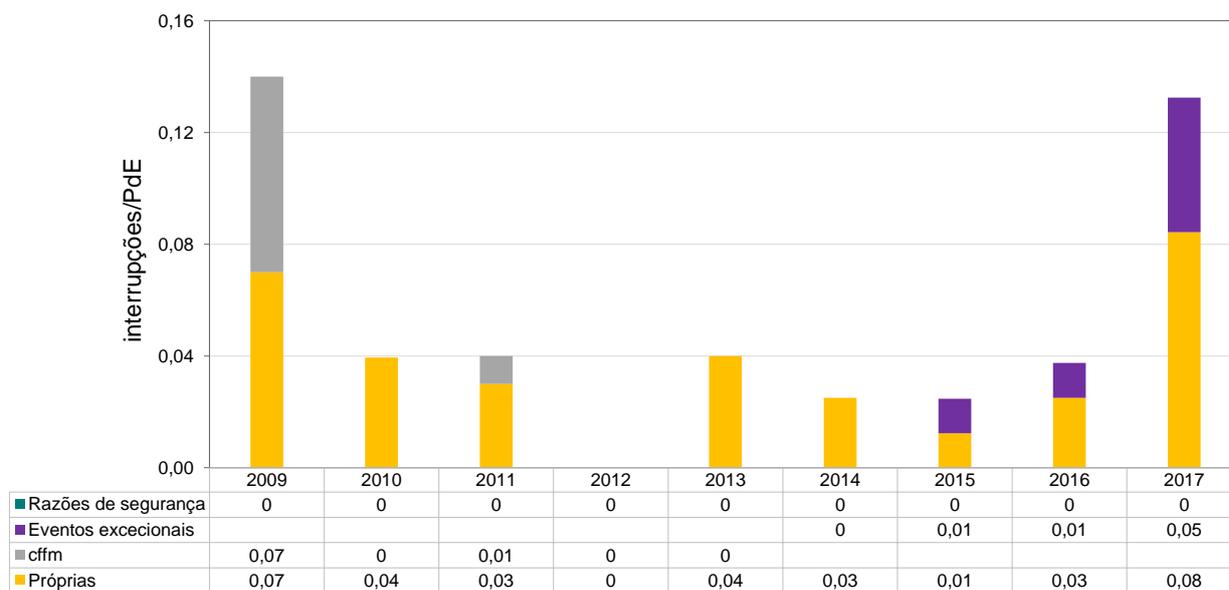


Figura 3-5 – Evolução do SAIDI na RNT

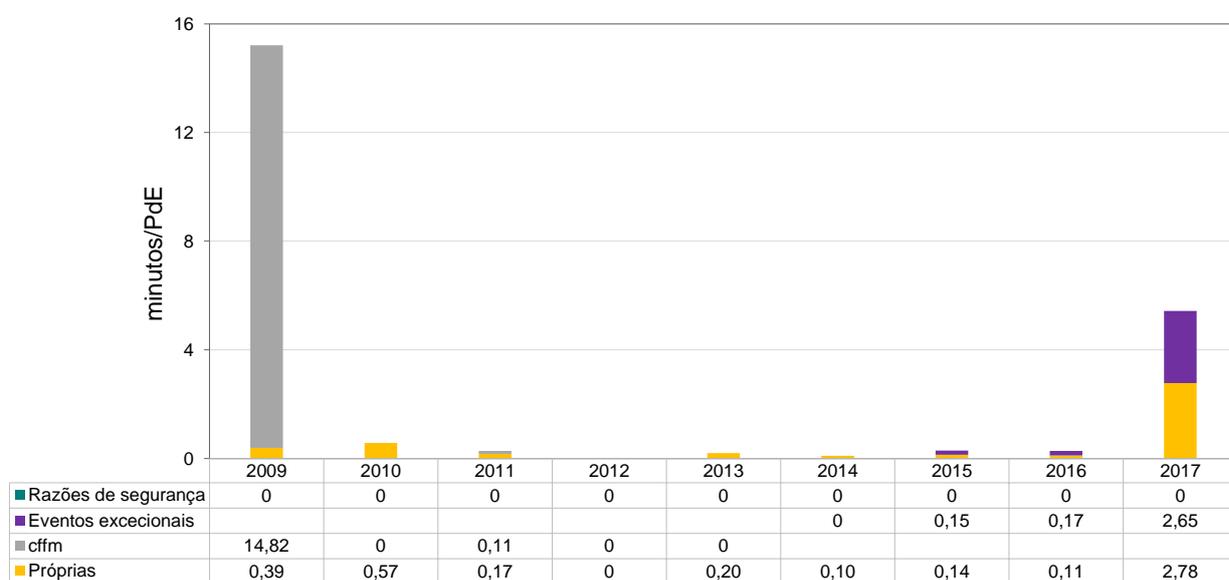


Figura 3-6 – Evolução do SARI na RNT

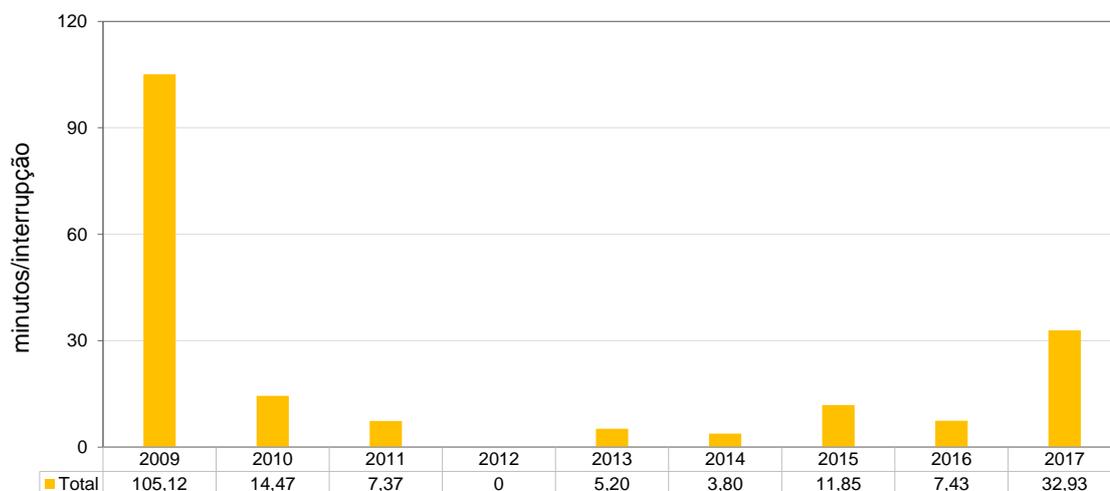
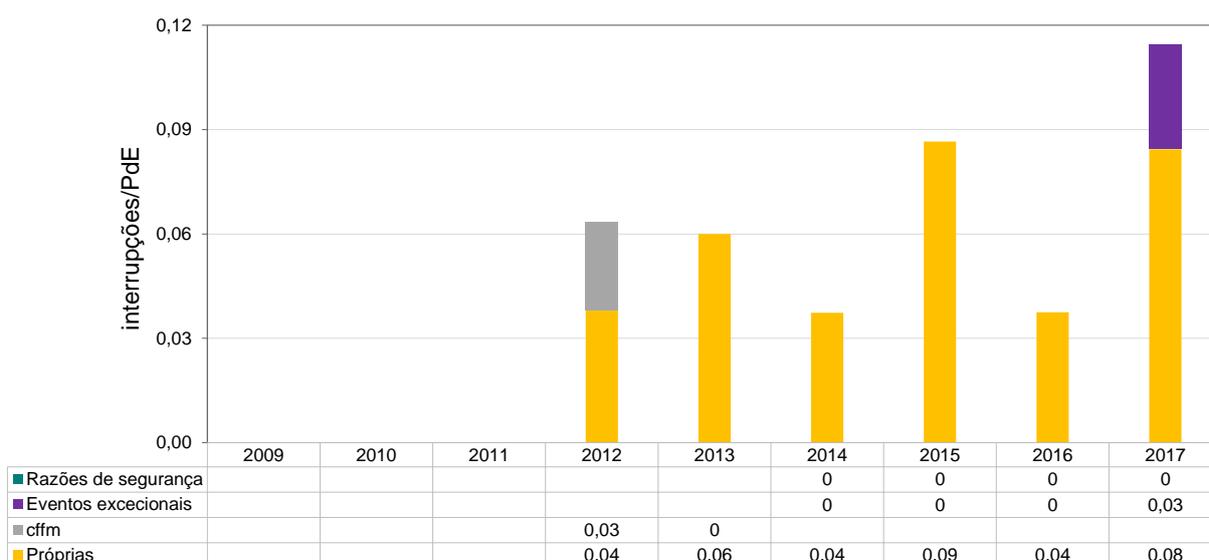


Figura 3-7 – Evolução do MAIFI na RNT



A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2017 apresentou um aumento dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido 14 interrupções, sete das quais provocadas pelos incêndios dos dias 15 e 16 de outubro. Os restantes indicadores gerais (ENF, TIE) registaram valores em linha com o verificado nos últimos anos.

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 2017, desagregados de acordo com tipo de interrupção (previstas e acidentais).

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

Indicador geral	Previstas	Acidentais		Total
		Não excepcionais	Eventos Excepcionais	
ENF₁ (MWh)	0	9,10	1,40	10,50
TIE (minutos)	0	0,09	0,02	0,11
SAIFI (interrupções/PdE)	0	0,04	0,05	0,09
SAIDI (minutos/PdE)	0	0,13	2,65	2,78
SARI (minutos/interrupção)	0	6,9	55,10	32,93
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0,05	0,03	0,08

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 ano de 2017 com desagregação por nível de tensão.

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

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	3,30	3,01
220 kV	3,10	
400 kV	2,70	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2017 apresenta um aumento de 77% relativamente ao ano anterior. Refira-se que o indicador para o nível de tensão 220 kV foi o que apresentou um maior aumento, 61% face ao ano anterior. Esta variação resulta sobretudo do aumento significativo de defeitos elétricos devido aos incêndios verificados em 2017.

3.1.3 PADRÕES INDIVIDUAIS

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2017, 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 2017, 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 incêndios, tendo no dia 15 e 16 de outubro de 2017 provocando a interrupção de fornecimento de energia das subestações de Feira, de Mortágua, de Gouveia e de Sobral da Serra.

O evento excecional afetou 92 586 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 – Evento excecional na RNT

Indicador geral	Eventos de 15 e 16 de outubro		Total Ano 2017
	Impacto dos eventos	Contribuição para o valor anual	
ENF ₁ (MWh)	1,40	13,33%	10,50
TIE (minutos)	0,02	18,18%	0,11
SAIFI (interrupções/PdE)	0,05	55,56%	0,09
SAIDI (minutos/PdE)	2,72	97,84%	2,78
SARI (minutos/interrupção)	31,5	95,66%	32,93
MAIFI (interrupções/PdE)	0,04	50,00%	0,08

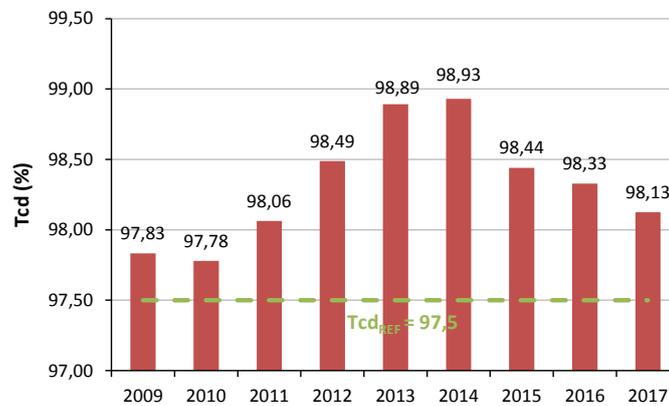
3.1.5 DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

A disponibilidade dos elementos de rede da RNT tem influência na continuidade de serviço verificada. Assim, o Regulamento Tarifário previa o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tinha por objetivo promover uma melhor operação e manutenção da RNT. Este mecanismo de incentivo teve a sua aplicação durante os dois períodos regulatórios de 2009-2011 e de 2012-2014. Em dezembro de 2014, para o período regulatório de 2015-2017, a ERSE decidiu tornar nulo o valor máximo da penalidade e do prémio associado, mantendo os restantes parâmetros do incentivo. Mais recentemente o incentivo foi revogado com efeitos a partir de janeiro de 2018, mantendo-se todavia a monitorização pela ERSE.

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 registada em 2017, tendo nesse ano atingido o valor de 98,13%, superior ao valor de referência, 97,5%.

Figura 3-8 – Disponibilidade de elementos da RNT



3.1.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2017 ocorreram na RNT sete interrupções de fornecimento longas e sete interrupções de fornecimento breves.

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

A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2017 apresentou um aumento dos valores dos indicadores SAIFI, SAIDI, SARI e MAIFI. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido 14 interrupções, sete das quais provocadas pelos incêndios dos dias 15 e 16 de outubro.

Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com as tendências verificadas nos últimos anos.

As interrupções com origem em “incêndios” corresponderam à causa com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

Apesar do desempenho da RNT ter sido inferior em 2017 do que em 2016, 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.

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 e Horta.
- Zona B: Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000.
- Zona C: Os restantes locais.

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 no ano de 2017 e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excepcionais. 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.

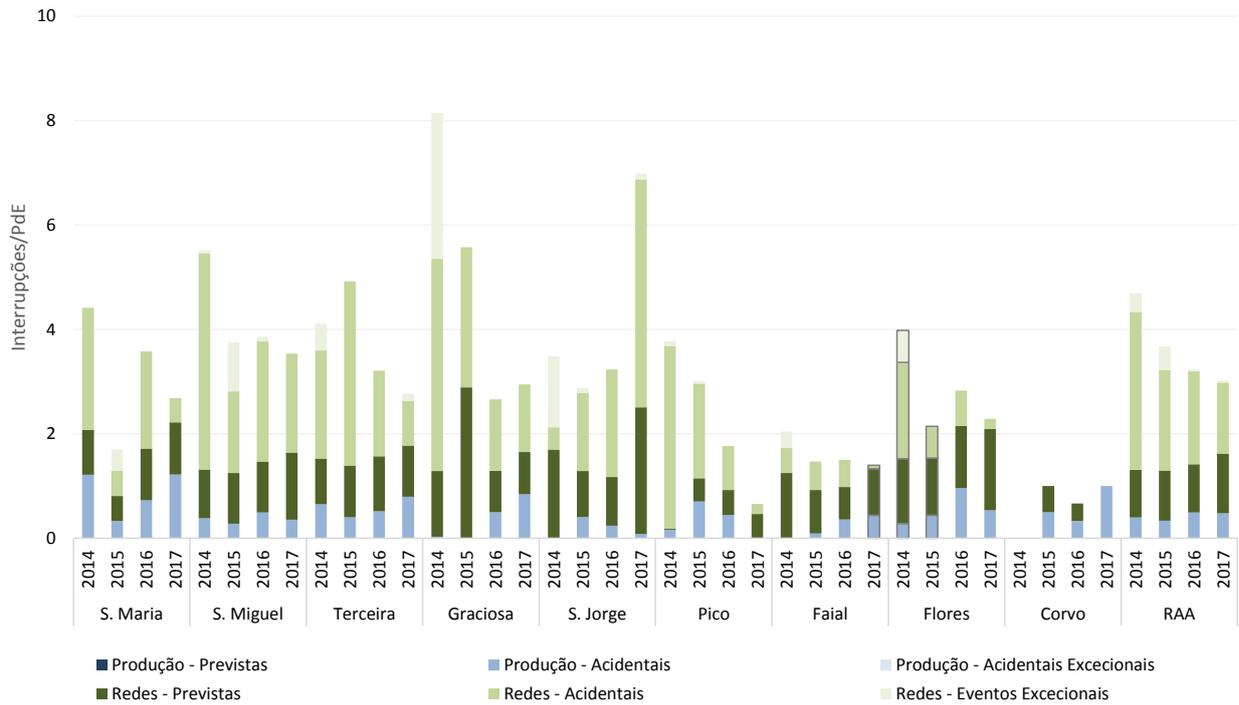
Quadro 3-6 – Indicadores gerais na RAA em 2017

Indicador RAA	Previstas	Acidentais	
		Não Excepcionais	Excepcionais
END (MWh)	76,18	156,61	1,32
TIEPI (min)	51,05	104,95	0,88
SAIFI MT (int./PdE)	0,82	6,28	0,14
SAIDI MT (min/PdE)	63,13	139,25	1,73
MAIFI MT (int./PdE)	1,15	1,84	0,04
SAIFI BT (int./cliente)	0,83	7,34	0,16
SAIDI BT (min/cliente)	53,42	163,16	1,79

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 28% 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 9% 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 2014-2017, 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 na Figura 3-9 a Figura 3-13.

Figura 3-9 – Evolução do MAIFI MT na RAA



Em relação ao ano 2017, a análise do indicador MAIFI MT da RAA mostra que 45% do seu valor resulta de interrupções acidentais com origem nas redes e que o contributo da produção é de apenas 16%. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Graciosa, S. Jorge e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de redução do número de interrupções com duração inferior a 3 minutos.

Figura 3-10 – Evolução do SAIFI MT na RAA

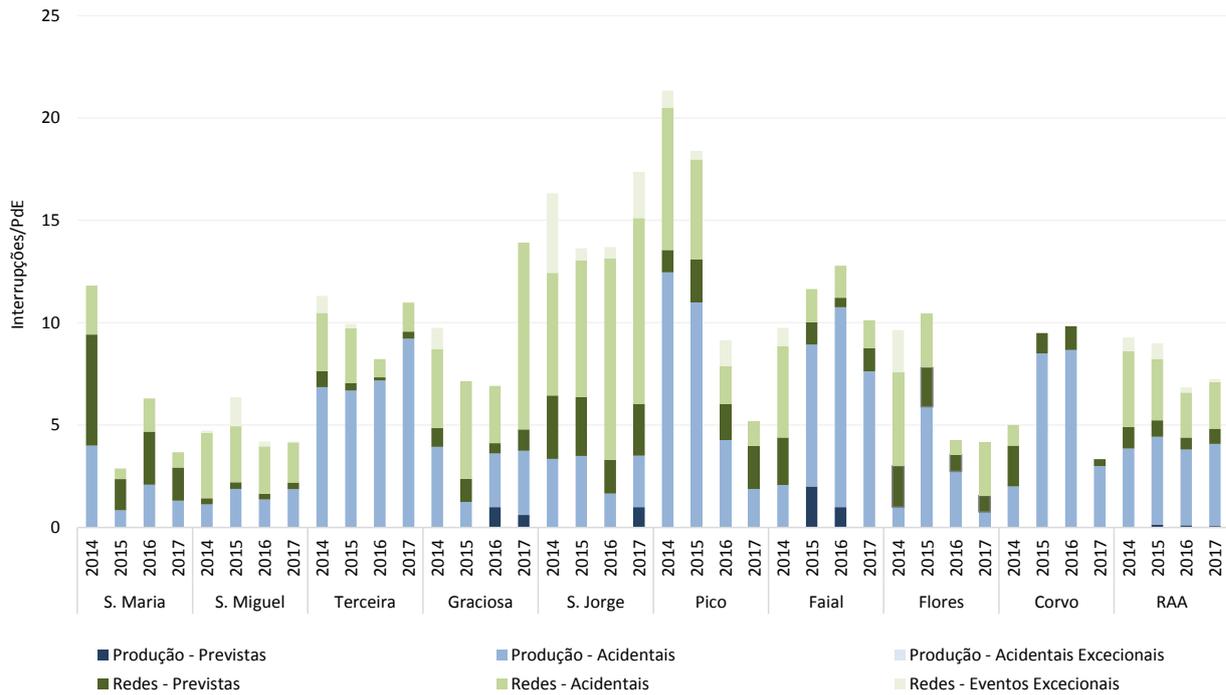
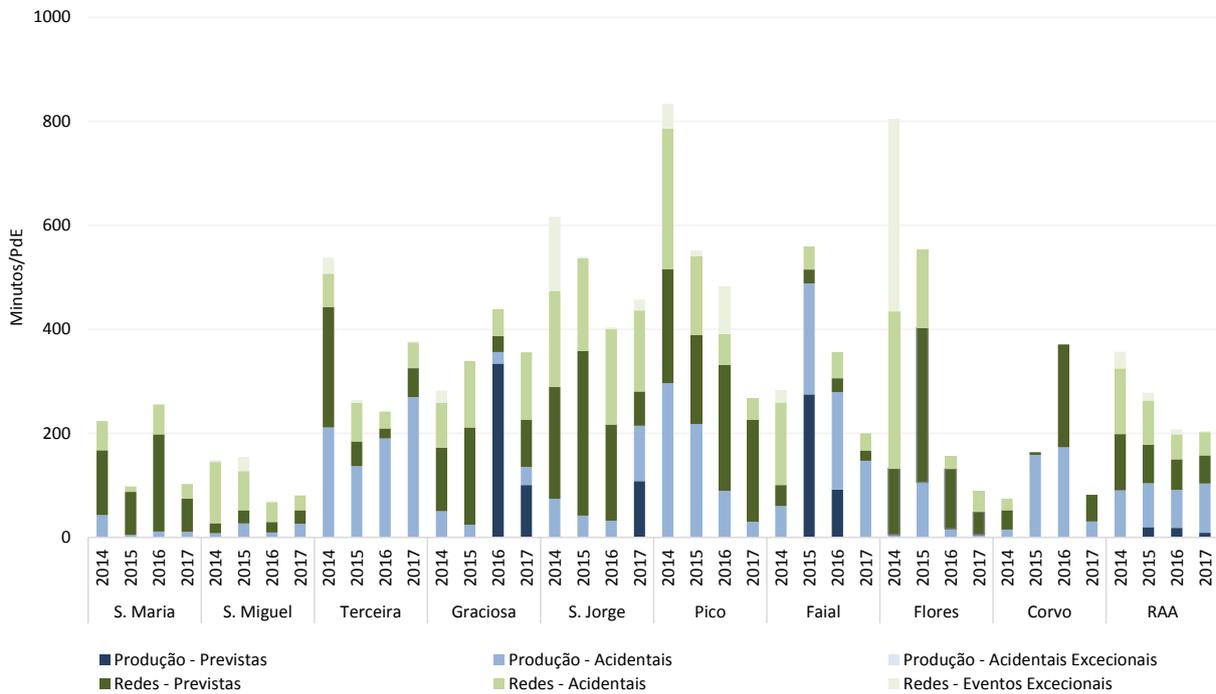


Figura 3-11 – Evolução do SAIDI na RAA



No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos pontos de entrega em MT, a nível da RAA, verifica-se que os valores registados para os indicadores gerais são da ordem de grandeza dos valores registados em

2016, ou seja, dos mais baixos desde 2013. Verifica-se ainda que em 2017, apenas se registaram interrupções previstas com origem na produção nas ilhas da Graciosa e de S. Jorge.

Figura 3-12 – Evolução do SAIFI BT na RAA

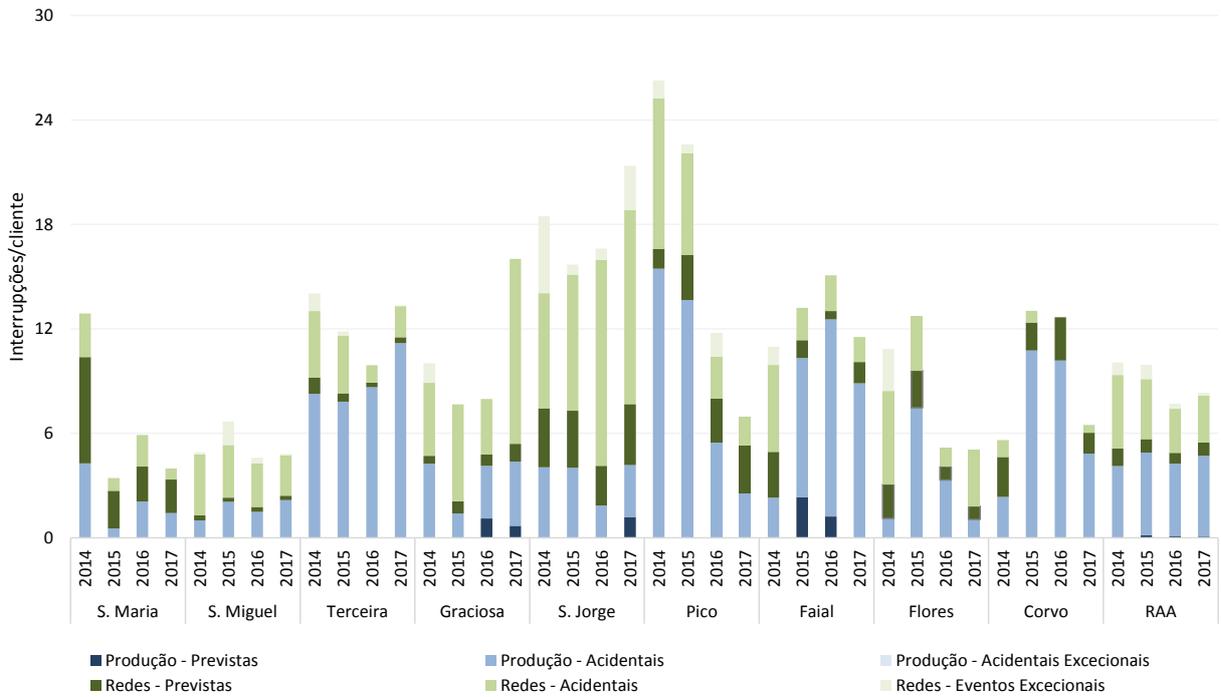
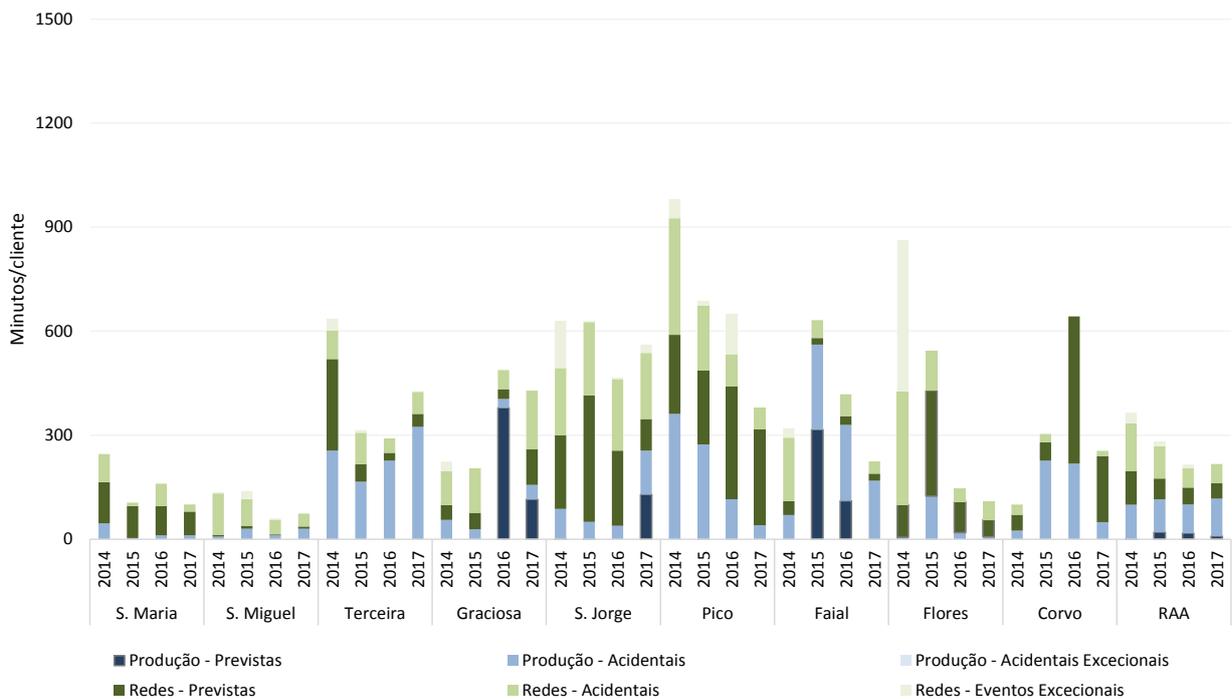


Figura 3-13 – Evolução do SAIDI BT na RAA



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT para cada uma das ilhas, destaca-se uma tendência de redução nas ilhas de S. Maria, do Pico, do Faial, das Flores e do Corvo. Nas restantes ilhas o valor deste indicador cresce face ao ano 2016, para o qual tem contribuído o crescimento das interrupções acidentais com origem na produção.

Relativamente ao indicador SAIDI MT para cada uma das ilhas, destacam-se a melhoria de desempenho registada nas ilhas de S. Maria, Graciosa, Pico, Faial, Flores e Corvo, para as quais contribuiu, essencialmente, a redução do conjunto de interrupções previstas e acidentais com origem nas redes, face ao ano anterior.

Em 2017, o indicador SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT apresenta um ligeiro aumento quando comparado com o ano anterior. Relativamente ao indicador SAIDI BT da RAA, verifica-se que o valor registado é da ordem de grandeza do valor registado em 2016.

O indicador SAIFI BT por ilha apresenta uma tendência de aumento nas ilhas da Terceira, da Graciosa e de S. Jorge, devido em grande parte a um aumento das interrupções com origem na produção. Em sentido contrário, com uma tendência de redução do indicador, destacam-se as ilhas de S. Maria, do Pico, do Faial, das Flores e do Corvo.

Relativamente ao indicador SAIDI BT para cada uma das ilhas, destaca-se a tendência de redução do indicador das ilhas de S. Maria, da Graciosa, do Pico, do Faial, das Flores e do Corvo, para o qual contribuiu a redução das interrupções com origem na produção.

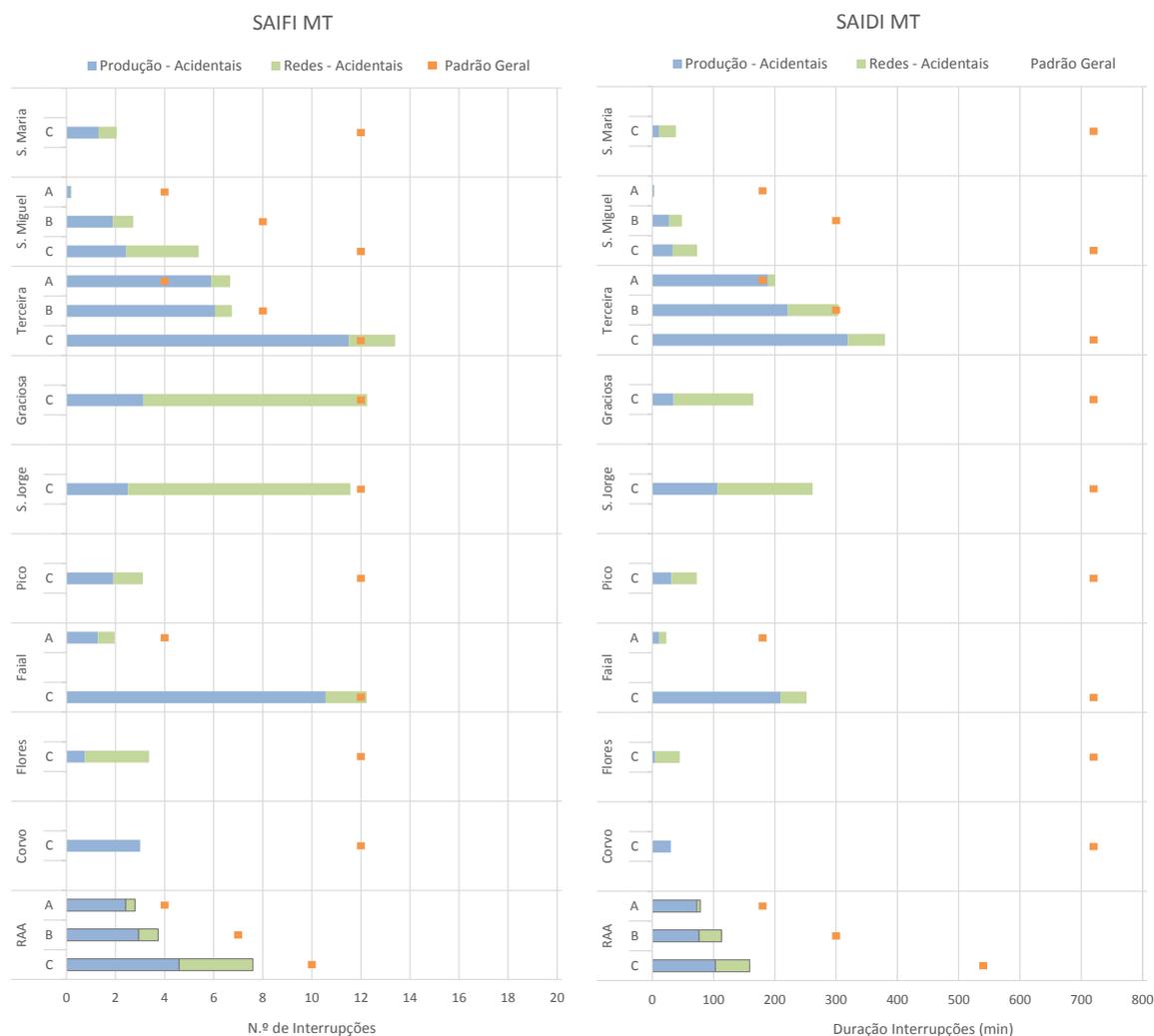
Ainda em relação ao indicador SAIDI BT, em 2017, verifica-se que nas ilhas de S. Miguel, Terceira e de S. Jorge, os Eventos excepcionais com origem nas redes tiveram um contributo pouco significativo para o valor total do indicador.

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 excepcionais.

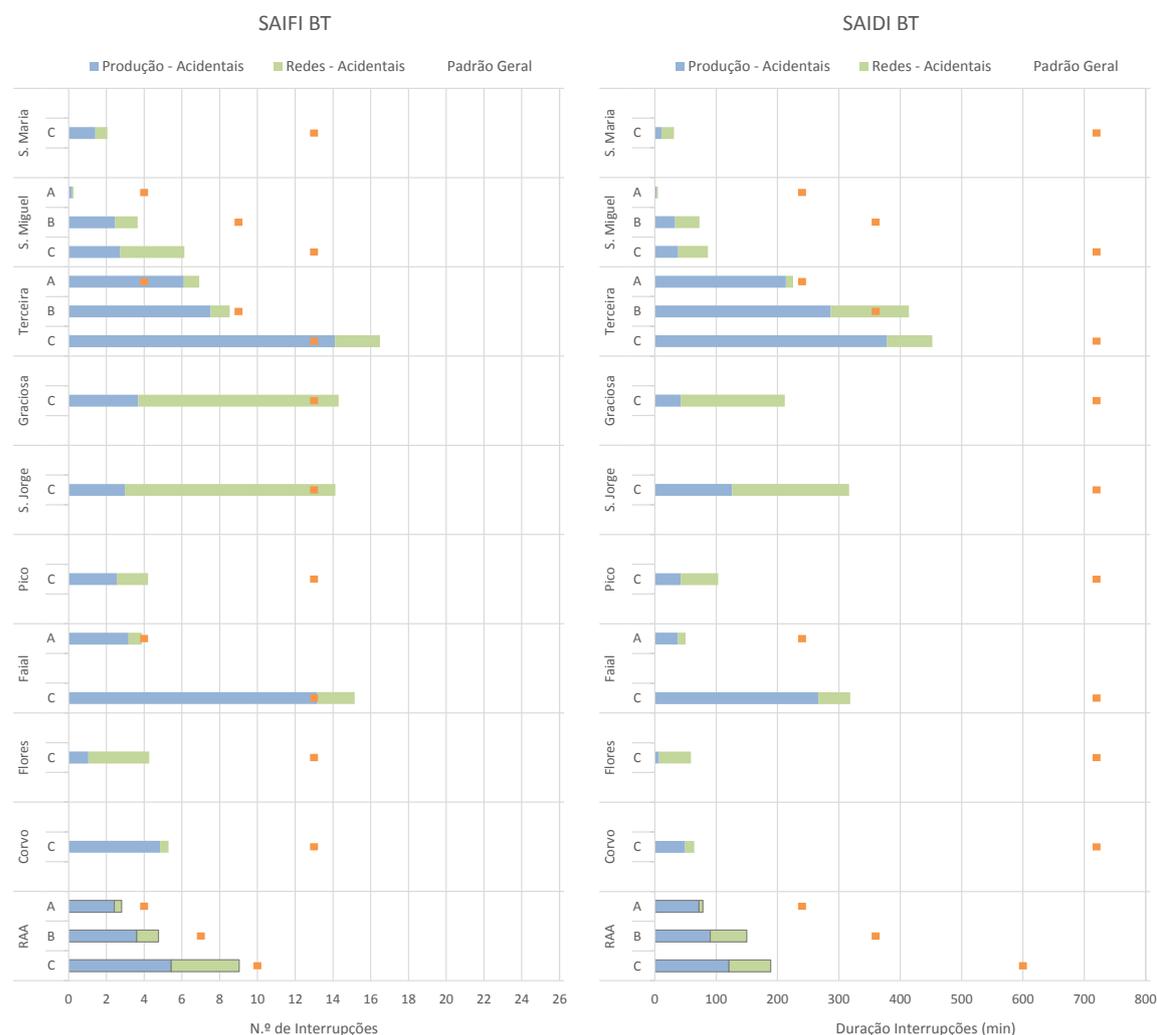
Na Figura 3-14 e na Figura 3-15 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 3-14 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2017



Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. No entanto, na comparação por ilha, no que diz respeito ao indicador SAIFI MT, identificam-se incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e na zona C das ilhas da Graciosa e do Faial. Em relação ao indicador SAIDI MT, verificaram-se incumprimento nas zonas A e B da ilha Terceira.

Figura 3-15 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2017



A análise aos indicadores gerais em BT permite verificar que os padrões do indicador SAIFI e SAIDI da RAA foram cumpridos.

A comparação com os padrões por ilha em BT demonstrou que para o indicador SAIFI, não foram cumpridos os padrões nas zonas A e C da ilha Terceira e na zona C das ilhas Graciosa, Faial e de S. Jorge. Por seu lado, não foi cumprido o padrão estabelecido para o indicador SAIDI BT na zona B da ilha Terceira.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas no ano de 2017 vão ser acompanhadas pela ERSE em conjunto com a EDA. No caso de estas situações persistirem no tempo a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo, no âmbito do planeamento das redes.

3.2.3 EVENTOS EXCECIONAIS

No ano de 2017, a ERSE aprovou a classificação de nove eventos excepcionais ocorridos nas redes da EDA. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DREN da RAA, de acordo com as suas competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram essencialmente vento de intensidade excepcional.

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.

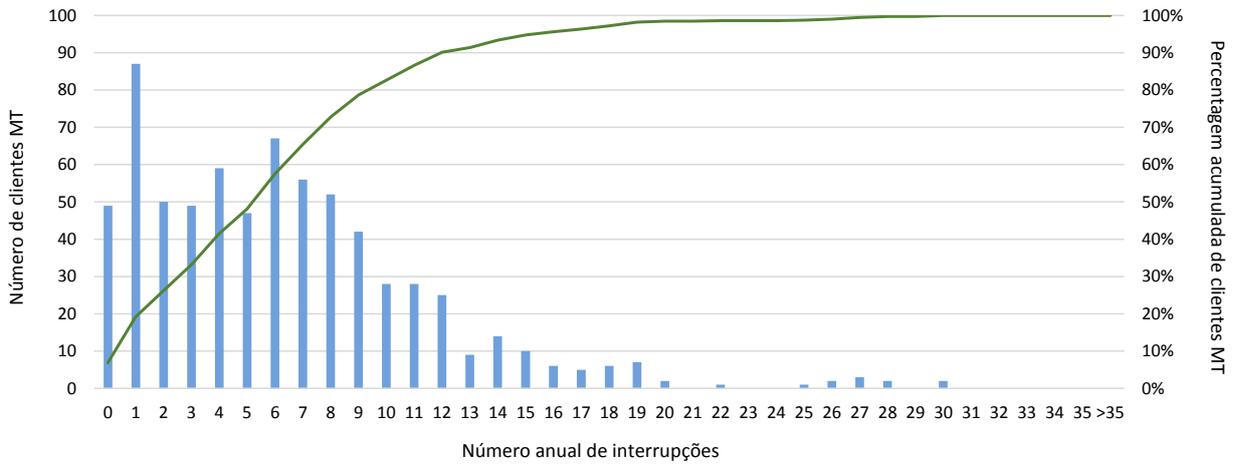
No decorrer do ano de 2017 verificou-se a ocorrência de 12 incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA: 3 incidentes na ilha Terceira, 1 incidente na ilha da Graciosa, 4 incidentes na ilha de S. Jorge, 2 incidentes na ilha do Pico e 2 incidentes na ilha do Faial.

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.

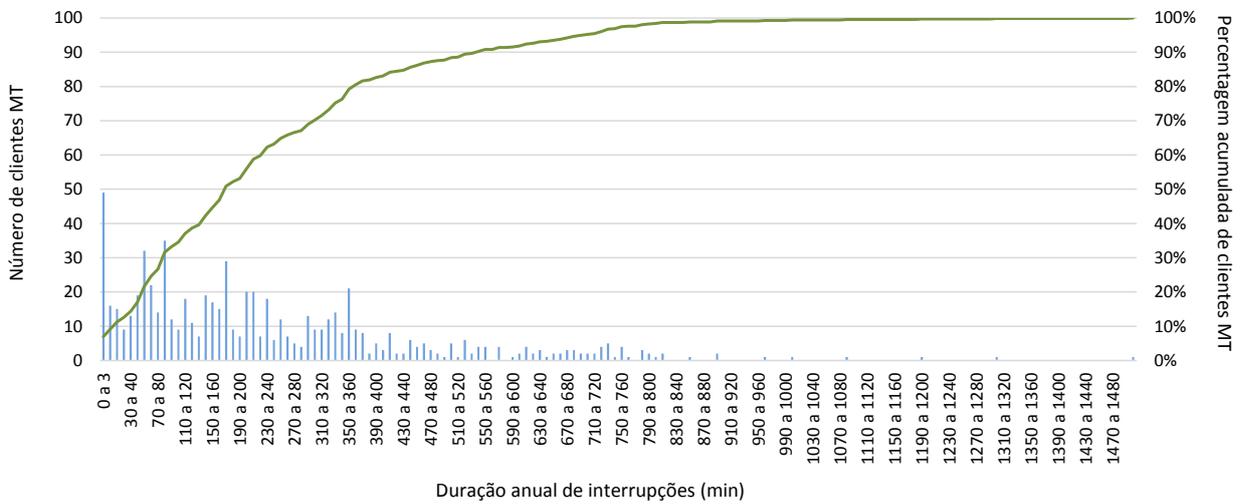
A Figura 3-16 apresenta a distribuição de clientes MT por número de interrupções em 2017, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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



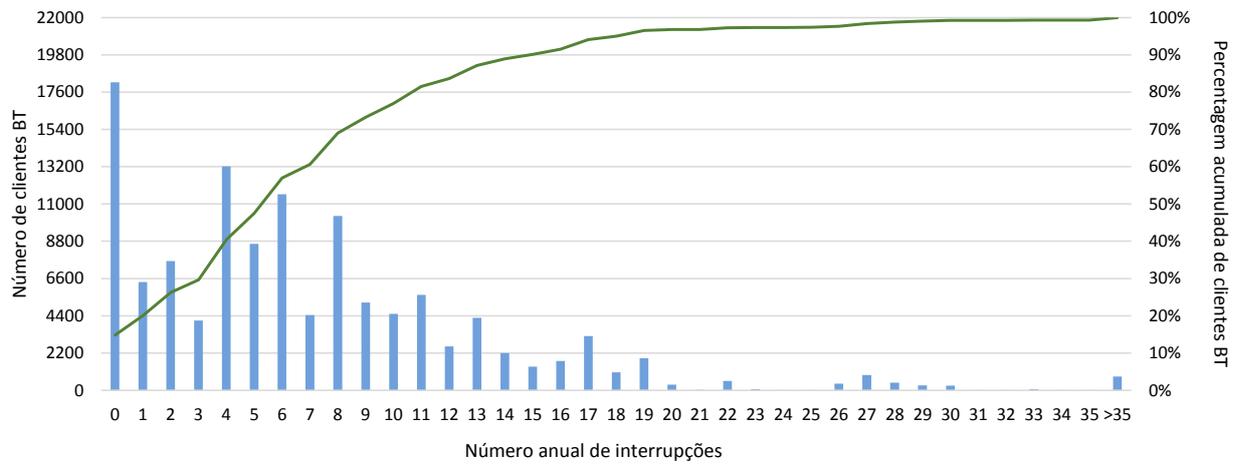
A Figura 3-17 apresenta a distribuição de clientes MT por duração de interrupções em 2017, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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



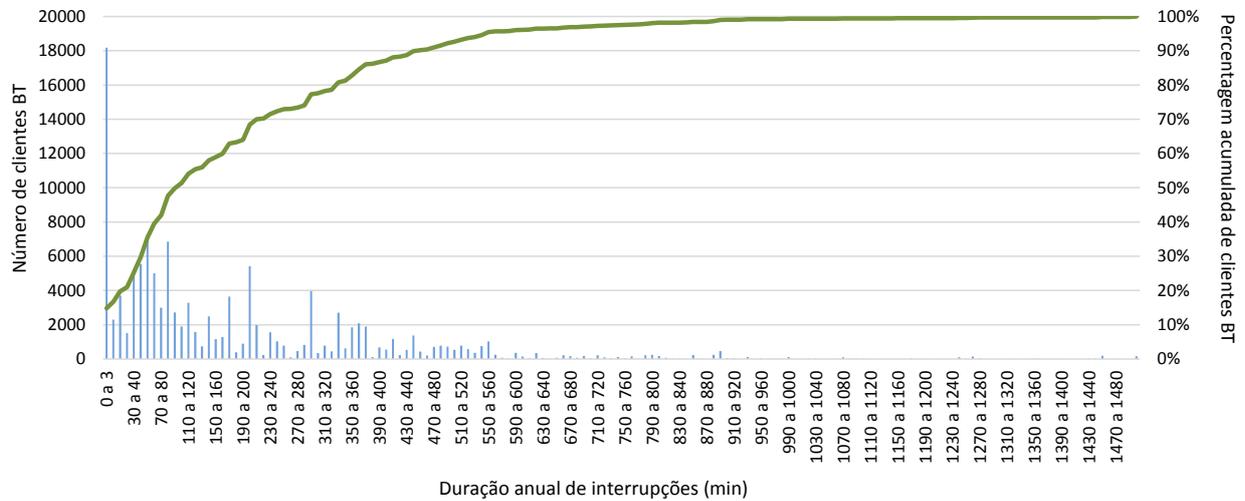
A Figura 3-18 apresenta a distribuição de clientes BT por número de interrupções em 2017, tendo em consideração as interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção.

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 2017, 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



A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 801 situações de incumprimento, das quais, 97% corresponderam a clientes em BT.

Os incumprimentos registados nos pontos de entrega em MT resultaram, em cerca de 1,7% dos casos, de um número de interrupções superior ao estabelecido pelos padrões. No caso dos clientes BT, este

incumprimento dos padrões individuais relativos ao número de interrupções foi superior, representando 95% das situações.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 4731 euros (em 2016 este valor foi de 7289 euros). O montante pago aos clientes em BT representa 55% do montante total.

As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 7% do montante pago aos clientes. A ilha Terceira continua a representar a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 84% do montante total, com especial incidência na zona A de qualidade de serviço.

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 2017.

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	S. Miguel	A						1	1
	Terceira	A	11	6	391	2	1		411
		B	1	5			13		19
	Faial	A	2		366				368
	Pico	C					2		2
	Total			14	11	757	2	17	
Montante (euros)	S. Miguel	A						3,84	3,84
	Terceira	A	1632,40	38,96	1920,56	49,46	0,83		3642,21
		B	49,47	245,78			14,92		310,17
	Faial	A	148,4		623,15				771,55
	Pico	C					2,94		2,94
	Total			1830,27	284,74	2543,71	49,46	22,53	

3.2.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2017 registou-se um ligeiro aumento dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA, sobretudo ao nível do número das interrupções.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e na zona C das ilhas da Graciosa e do Faial relativos ao indicador SAIFI MT. Em relação ao indicador SAIDI MT, verificaram-se incumprimento nas Zonas A e B da ilha Terceira. Verificou-se ainda incumprimentos dos padrões gerais para as zonas A e C das ilhas Terceira e do Faial, na zona C das ilhas Graciosa e de S. Jorge relativos ao indicador SAIFI BT. Por seu lado, não foi cumprido o padrão para o indicador SAIDI BT na zona B da ilha Terceira.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 801 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 97% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 4731 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: Localidades com importância administrativa específica e/ou com alta densidade populacional;
- Zona B: Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C;
- Zona C: Os restantes locais.

A identificação das zonas de qualidade de serviço encontra-se publicada no Despacho n.º 18/2005/M, de 16 de Fevereiro, publicado no Jornal Oficial da Região Autónoma da Madeira, II série, número 33.

A caracterização da continuidade de serviço sentida pelos clientes da Empresa da 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 2017, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os eventos classificados pela ERSE como Eventos excecionais.

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

3.3.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão AT, 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.

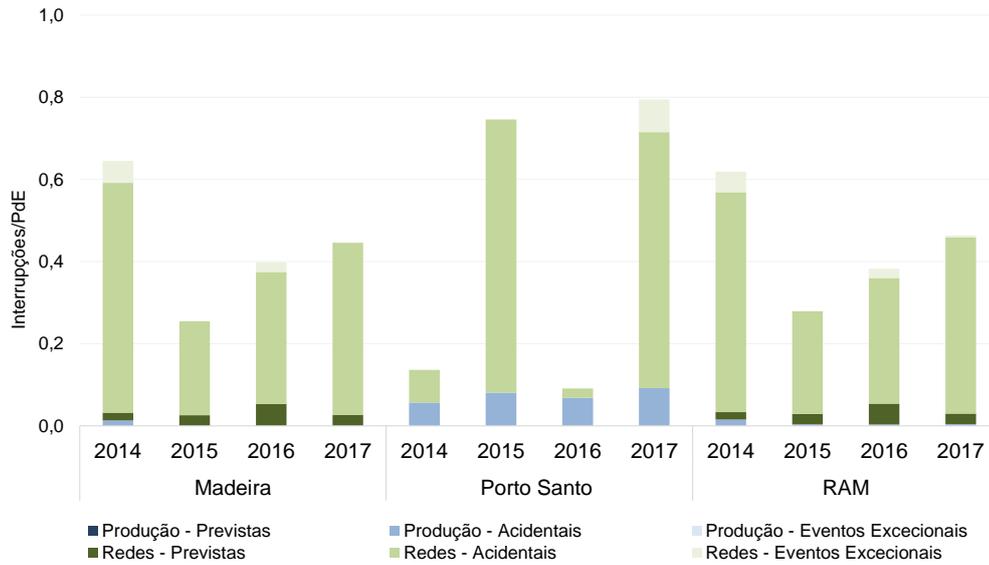
Quadro 3-8 – Indicadores gerais na RAM em 2017

Indicador RAM	Previstas	Acidentais	
		Não Excepcionais	Excepcionais
END (MWh)	29,98	35,58	0,64
TIEPI (min)	16,60	20,60	0,50
SAIFI MT (int./PdE)	0,25	0,92	0,03
SAIDI MT (min/PdE)	23,60	29,70	0,82
MAIFI MT (int./PdE)	0,03	0,43	0,00
SAIFI BT (int./cliente)	0,23	0,85	0,02
SAIDI BT (min/cliente)	22,14	25,68	0,75

Com exceção do MAIFI, verifica-se que os restantes indicadores gerais de continuidade de serviço da EEM apresentam uma significativa melhoria dos indicadores em relação aos últimos anos. Para estes resultados contribuíram a ausência de fenómenos atmosféricos relevantes bem como o reduzido impacto nos indicadores das interrupções acidentais classificadas como eventos excepcionais.

Na Figura 3-20 apresenta-se o desempenho para o período 2014-2017 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.

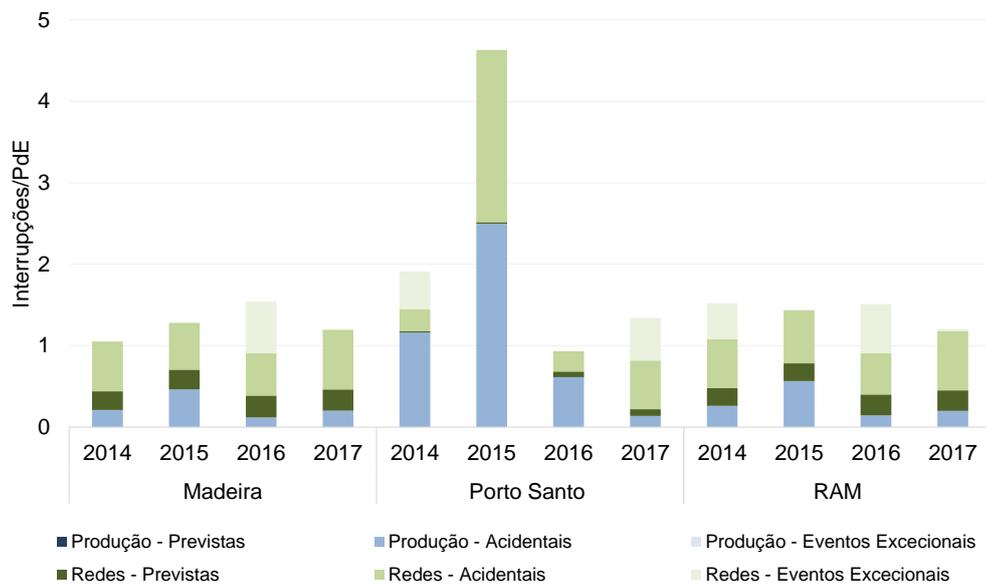
Figura 3-20 – Evolução do MAIFI MT na RAM



Da análise do indicador MAIFI MT da RAM conclui-se que grande parte das interrupções corresponde a interrupções acidentais com origem nas redes.

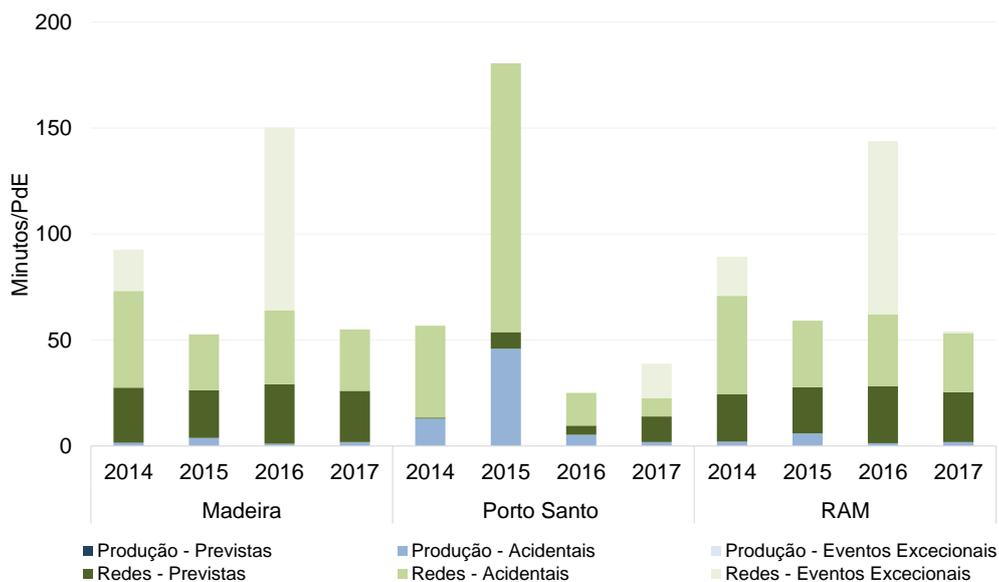
Seguidamente, na Figura 3-21 e na Figura 3-22 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega em MT para o período 2014-2017. Das figuras em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais. Importa referir que o conceito de evento excepcional só passou a ser considerado a partir do ano de 2014, pelo que, nas figuras seguintes só consta informação destes eventos a partir desse ano.

Figura 3-21 – Evolução do SAIFI MT na RAM



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a ilha da Madeira apresenta um valor inferior ao da ilha de Porto Santo. Verifica-se ainda que na RAM existiu do ano de 2016 para o ano de 2017 uma redução das interrupções acidentais com origem nas redes.

Figura 3-22 – Evolução do SAIDI MT na RAM



No que respeita ao indicador SAIDI MT, verifica-se uma redução de impacto das interrupções acidentais com origem nas redes ao longo dos 4 anos em análise.

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 2014-2017.

Figura 3-23 – Evolução do SAIFI BT na RAM

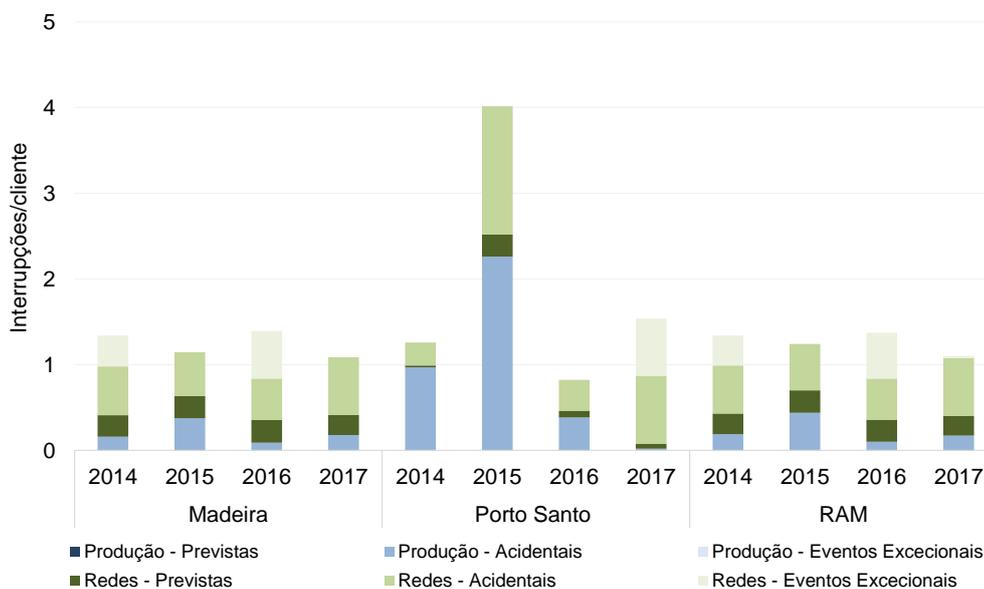
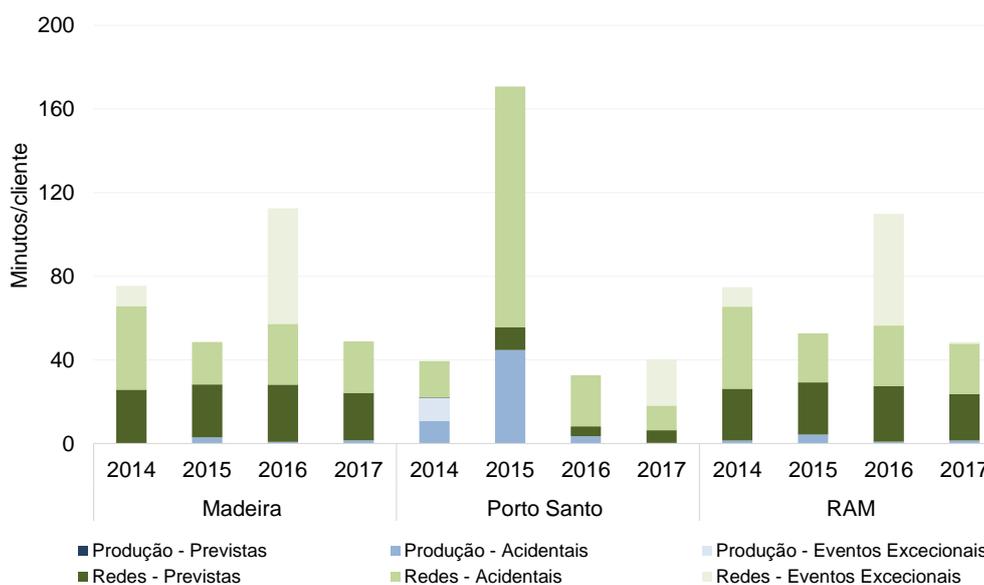


Figura 3-24 – Evolução do SAIDI BT na RAM



Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se que apesar de a ilha de Porto Santo apresentar um aumento do valor destes indicadores, a ilha da Madeira e a RAM tiveram uma diminuição dos valores destes indicadores no ano de 2017.

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 excepcionais.

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 2017

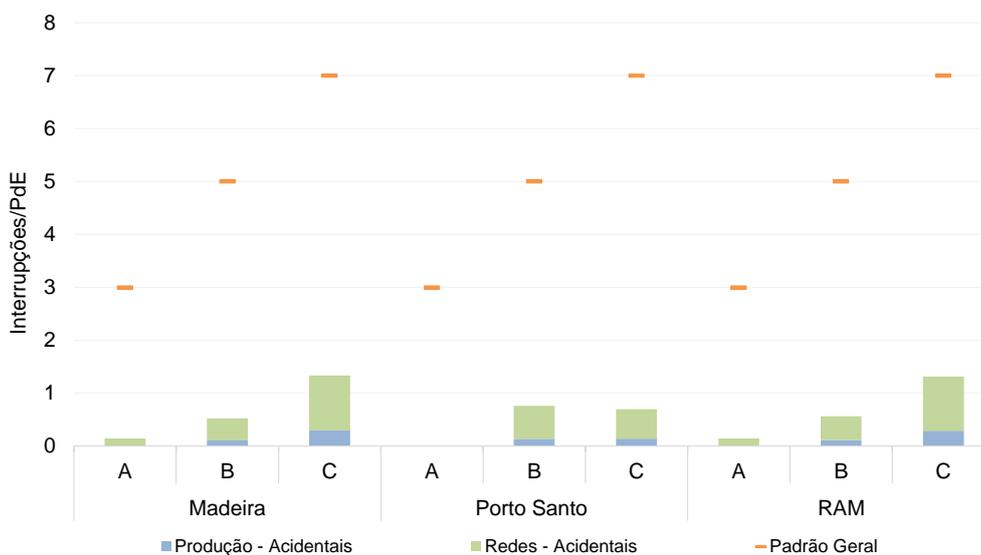
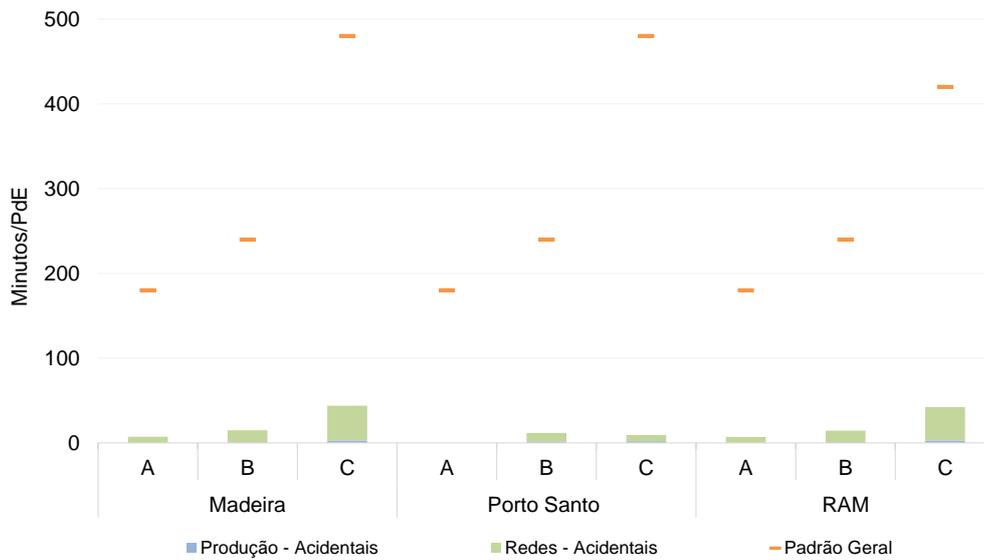


Figura 3-26 – SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2017



Da análise dos indicadores gerais em MT, apresentados na Figura 3-25 e na Figura 3-26, 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 2017

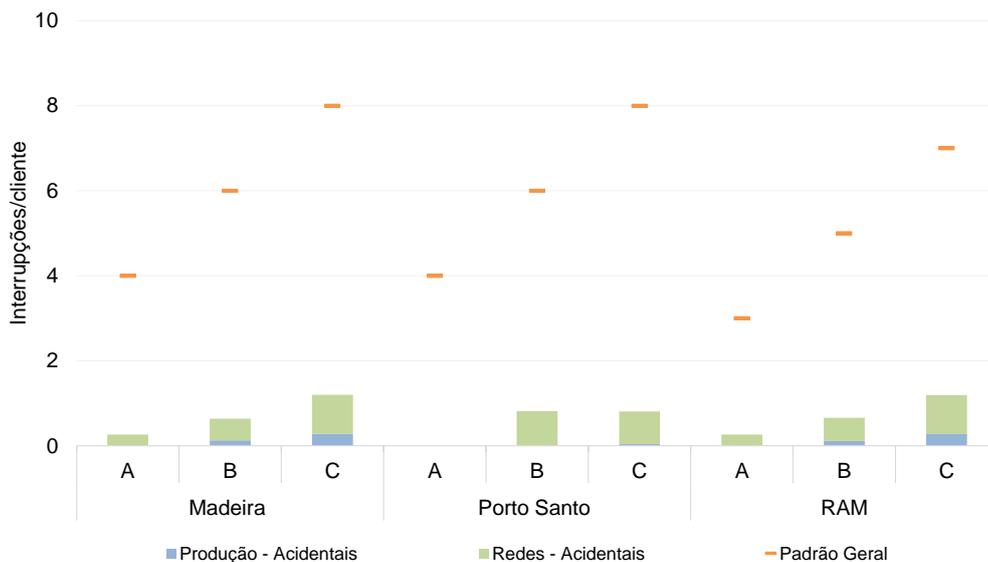
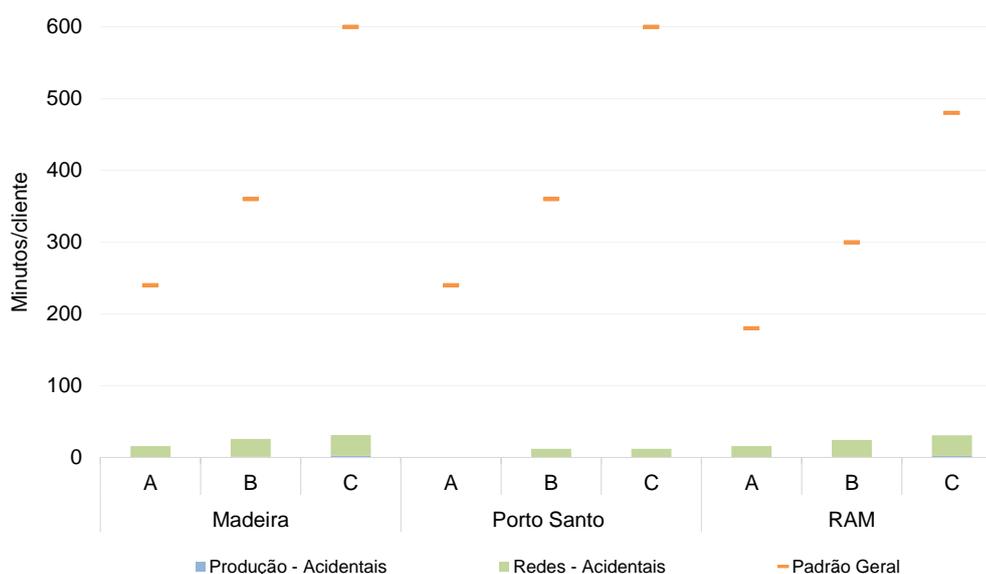


Figura 3-28 – SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2017

3.3.3 EVENTOS EXCECIONAIS

No ano de 2017, foi aprovado um pedido de classificação como evento excecional ocorrido nas redes da EEM, contrastando com o ocorrido no ano anterior em que foram aprovados quatro pedidos de classificação como eventos excecionais.

Incidente de 18 de janeiro de 2017

O evento excecional ocorrido no dia 18 de janeiro de 2017 foi provocado por escavações de terceiros que afetaram o concelho de Porto Santo. Foram afetados um total de 1991 clientes nos vários níveis de tensão e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Evento excecional na RAM

Indicador geral	Evento de 18 janeiro de 2017		Total Ano 2017
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	
END (MWh)	0,64	0,97%	66,20
TIEPI (min)	0,50	1,33%	37,70
SAIFI MT (int./PdE)	0,03	2,50%	1,20
SAIDI MT (min/PdE)	0,82	29,97%	54,12
MAIFI MT (int./PdE)	0,004	0,88%	0,46
SAIFI BT (int./cliente)	0,02	1,82%	1,10
SAIDI BT (min/cliente)	0,75	1,54%	48,57

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 2017 não foi reportado à ERSE a ocorrência de incidentes de grande impacto na Região Autónoma da Madeira.

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.

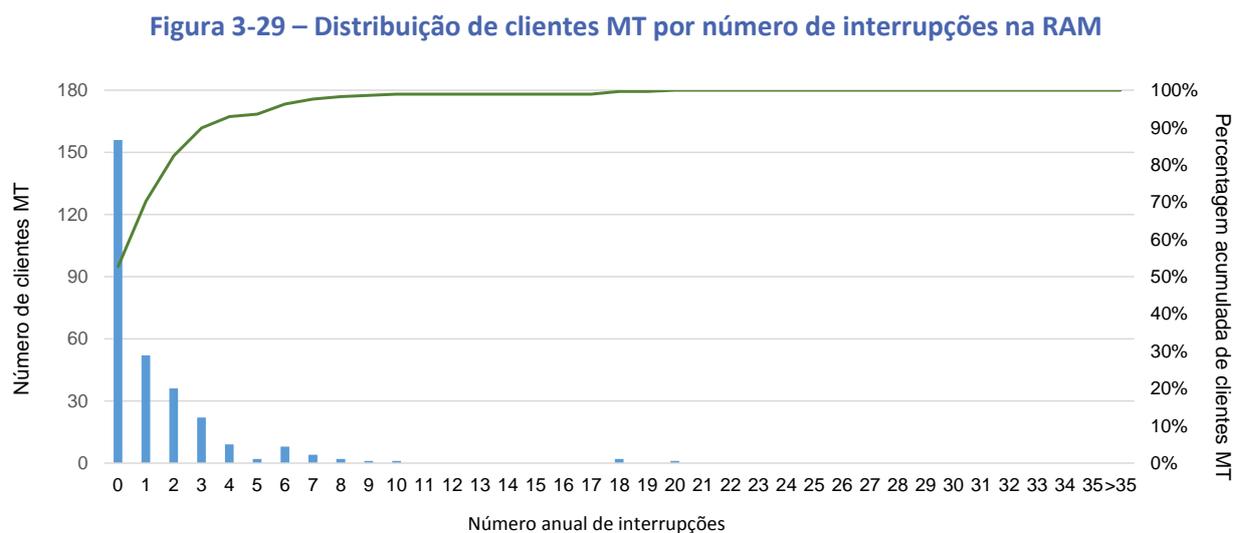


Figura 3-30 – Distribuição de clientes MT por duração de interrupções na RAM

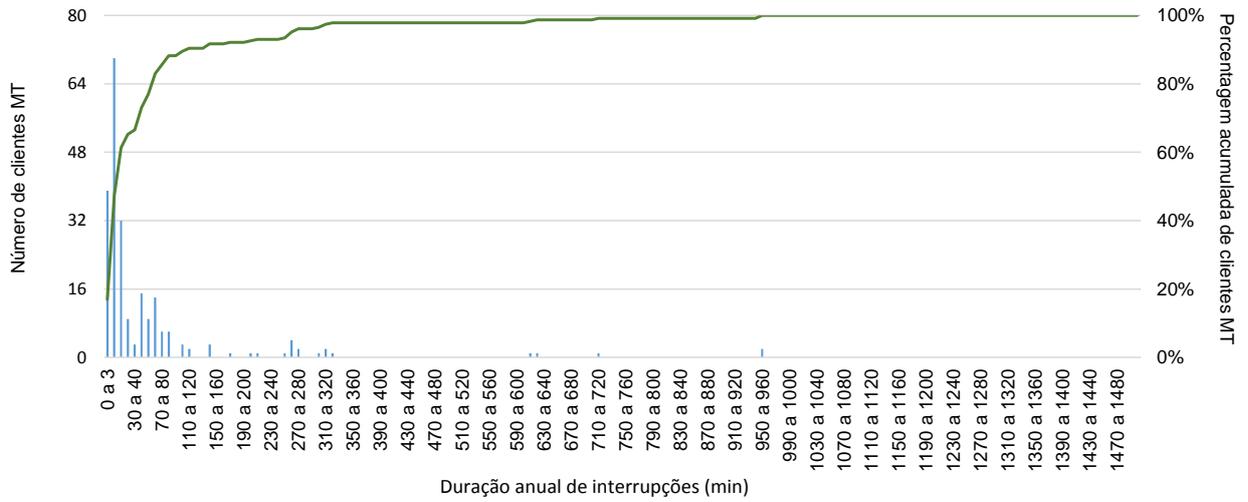


Figura 3-31 – Distribuição de clientes BT por número de interrupções na RAM

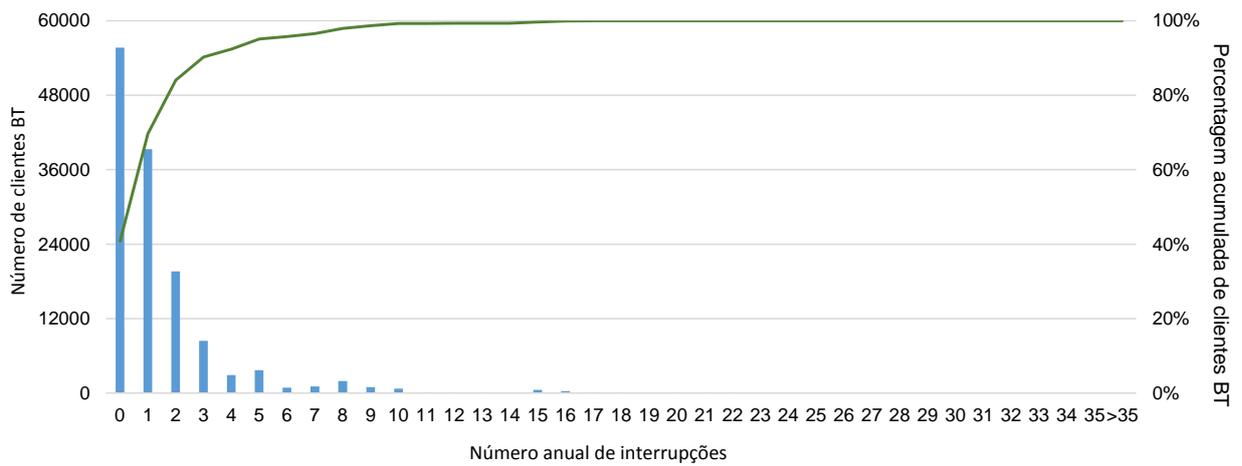
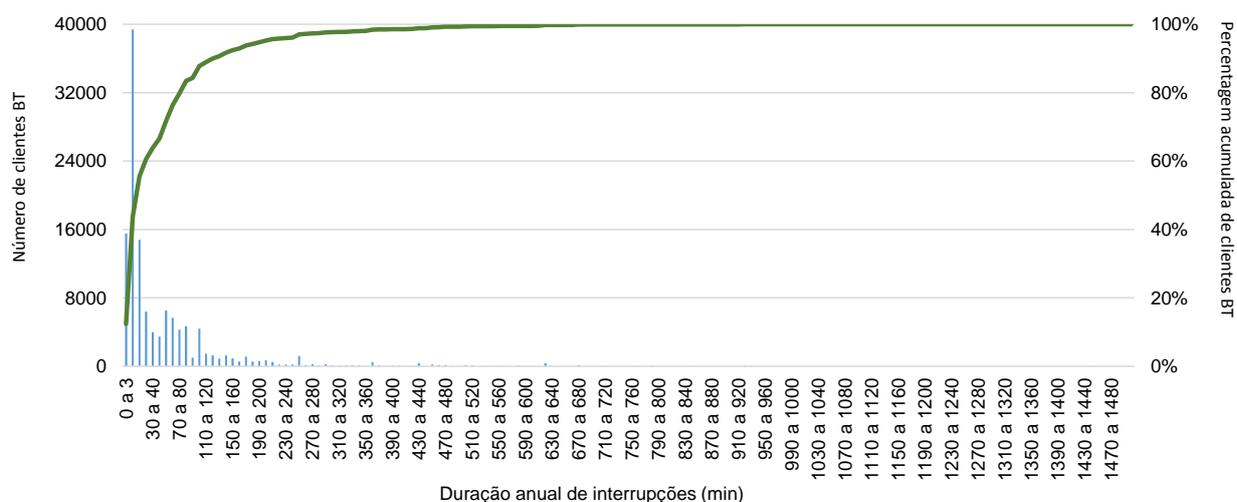


Figura 3-32 – Distribuição de clientes BT por duração de interrupções na RAM



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 2017, 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					25	1	26
		B					1		1
		C		2			15	1	18
	Porto Santo	B							
	Total			0	2	0	0	41	2
Montante (euros)	Madeira	A					36,25	6,43	42,68
		B					4,52		4,52
		C		900,43			501,70	646,54	2048,67
	Porto Santo	B							
	Total			0	900,43	0	0	542,47	652,97

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 2095,87 euros, valor inferior ao ano anterior (em 2016 este valor foi de 9587,14 euros).

3.3.6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2017 registou-se uma melhoria dos valores dos diversos indicadores de continuidade de serviço da RAM em relação aos últimos anos, particularmente na ilha da Madeira. De registar ainda o cumprimento dos padrões dos indicadores gerais.

À semelhança do ano 2016, apenas se verificaram incumprimentos dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 2095,87 euros valor inferior ao ano anterior.

3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO

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 EDP Distribuição, em termos de continuidade de serviço, é avaliado através de indicadores que consideram todos os incidentes que causaram 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 EDP Distribuição.

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 percecionada pelos clientes da EDP Distribuição 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 2017 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

3.4.1 INDICADORES GERAIS

As redes elétricas da EDP Distribuição 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

percecionada pela generalidade dos clientes da EDP Distribuição consideraram esses três níveis de tensão. Nos indicadores gerais registados em 2017, que se apresentam no Quadro 3-12, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem (externas e internas).

A EDP Distribuição submeteu para classificação como evento excecional dois pedidos excecional relacionados com os grandes incêndios ocorridos em Pedrogão Grande (17 de junho) e a 15 de outubro relativo à região do Mondego (Lousã). A ERSE procedeu à análise aos elementos apresentados pela empresa e aos relatórios produzidos pelo Centro de Estudos sobre Incêndios Florestais da Universidade de Coimbra e pelas Comissões Técnicas Independentes, solicitados pelo Governo e pela Assembleia da República, sobre os dois incêndios em questão, permitindo concluir que existem elementos que são, pelo menos, contraditórios e que não permitem, com os elementos disponíveis, verificar a eventual responsabilidade da EDP Distribuição nos eventos em causa, de acordo com alínea d) do n.º 1 do art.º 9.º do RQS. De igual forma, nessa análise constatou-se que estão a decorrer diligências para o esclarecimento e apuramento de responsabilidades, incluindo processo judiciais. Assim, a ERSE decidiu, ao abrigo do Código do Procedimento Administrativo, suspender os dois procedimentos de classificação dos referidos eventos. De notar que estes dois eventos têm um contributo significativo para o valor dos indicadores de continuidade de serviço.

Assim, o contributo para os indicadores das interrupções incluídas nos referidos pedidos de classificação como evento excecional encontra-se identificado nos quadros e gráficos seguintes como “Procedimento suspenso”.

Quadro 3-12 – Indicadores gerais em Portugal continental em 2017

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Não Excepcionais	Excepcionais	Procedimento suspenso
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,16	0,06	0,04
SAIDI AT (min/PdE)	0	35,09	40,27	15,79
MAIFI AT (int./PdE)	0	0,83	0,48	0,02
END (MWh)	0,71	3487,78	3536,28	1263,10
TIEPI (min)	0,01	50,44	30,46	19,51
SAIFI MT (int./PdE)	0	1,55	0,66	0,10
SAIDI MT (min/PdE)	0,02	71,38	55,32	45,49
MAIFI MT (int./PdE)	0	9,06	2,39	0,04
SAIFI BT (int./cliente)	0	1,40	0,51	0,07
SAIDI BT (min/cliente)	0,36	66,57	41,30	35,43

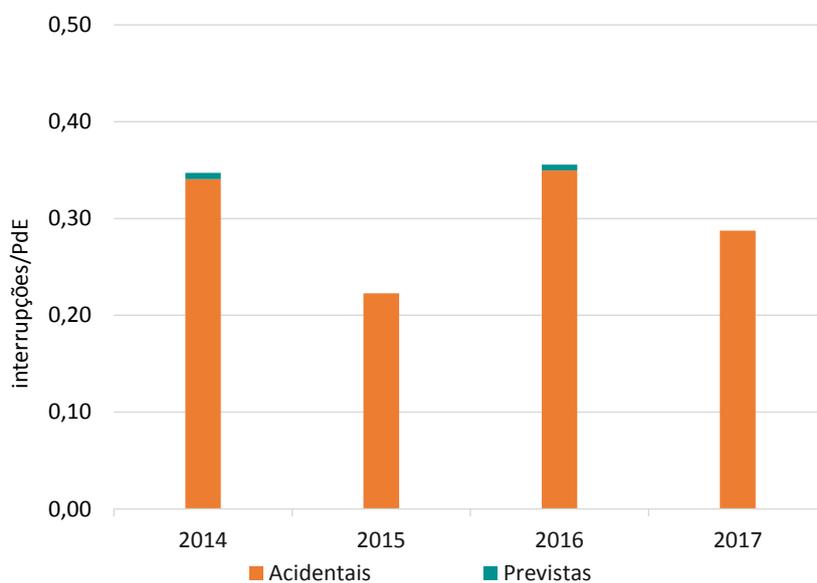
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDP Distribuição, as interrupções acidentais são as que têm um considerável impacto.

De acordo com os valores dos indicadores de continuidade de serviço, reportados no quadro anterior, constatou-se que os mesmos devem ser analisados com prudência, especialmente para os indicadores que avaliam o desempenho da rede AT. Tendo em conta que os indicadores AT contabilizam as interrupções sentidas não só no universo dos clientes AT, mas também no universo dos produtores AT, o valor do indicador é significativamente afetado pelas interrupções a pontos de entrega a produtores. Esta constatação conduziu a que o RQS tenha sido alterado de modo a que os indicadores sejam calculados de modo separado para pontos de entrega de consumo e pontos de entrega de produção.

Na rede de MT, verifica-se que o contributo das interrupções previstas e das interrupções acidentais, excluindo os eventos excecionais, esteve em linha com os resultados atingidos no ano anterior.

Apresenta-se entre a Figura 3-34 e a Figura 3-38 a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na rede AT, desagregados em subcomponentes associadas ao impacto no universo de clientes AT e no universo de produtores AT, a partir de 2014¹.

Figura 3-34 – Evolução do SAIFI AT com impacto na produção



¹ Nas interrupções acidentais incluem-se as interrupções com origem em eventos excecionais e com origem nos pedidos de classificação como evento excecional cujo procedimento de decisão se encontra suspenso.

Figura 3-35 – Evolução do SAIDI AT com impacto na produção

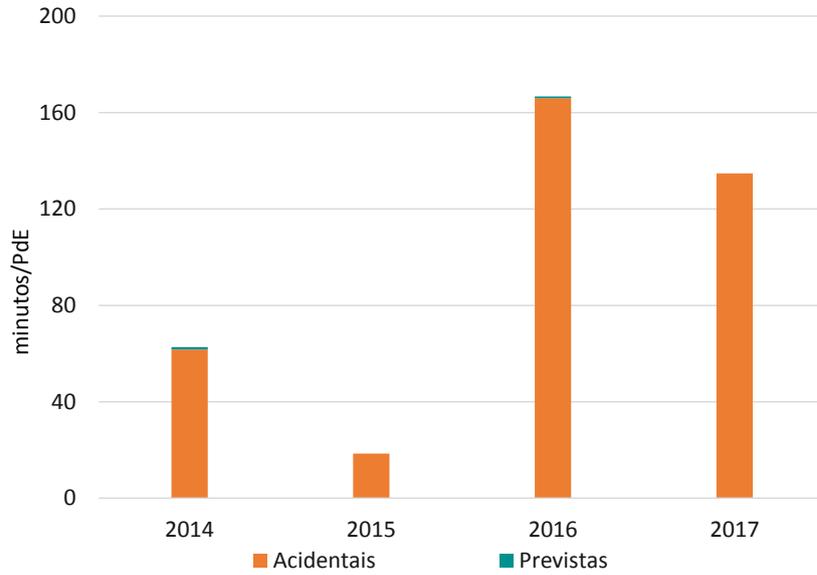


Figura 3-36 – Evolução do SAIFI AT com impacto nos clientes

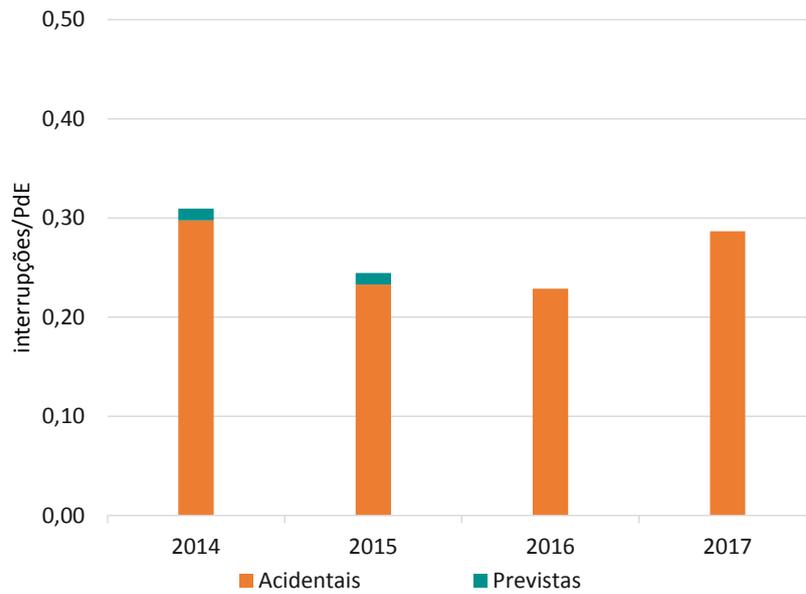
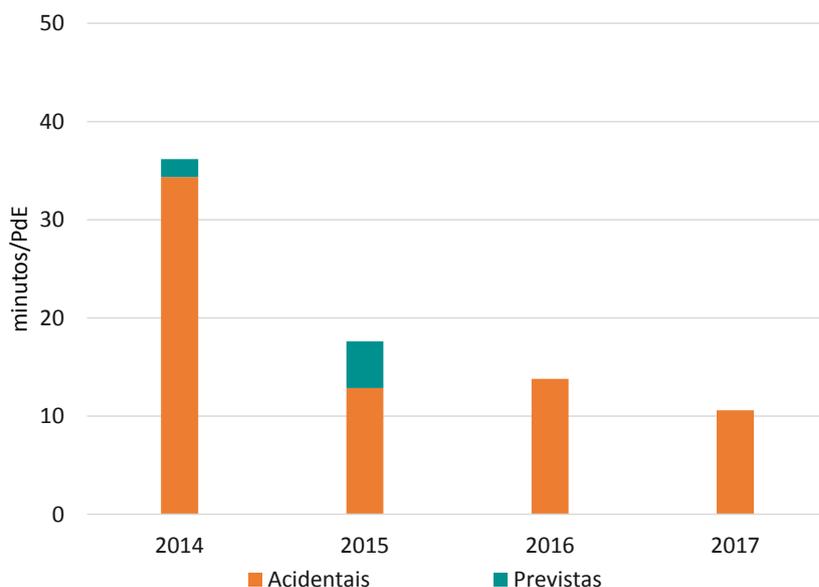
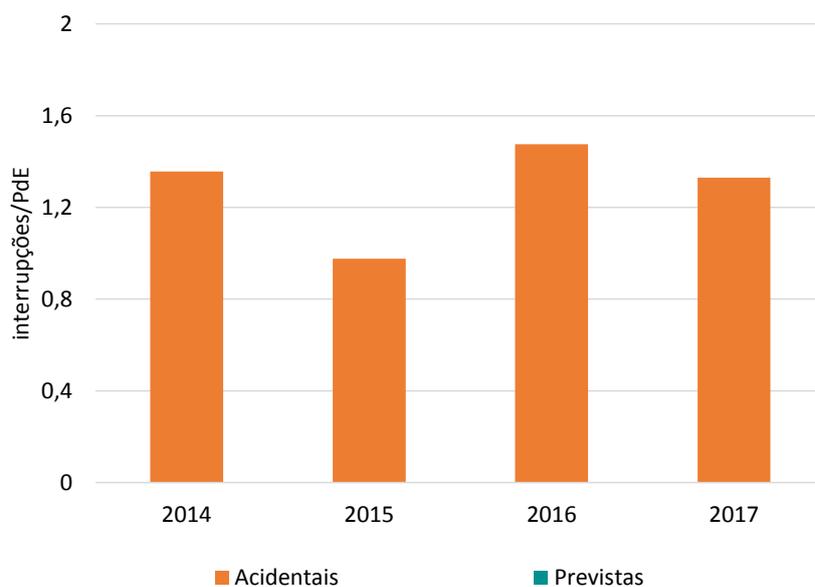


Figura 3-37 – Evolução do SAIDI AT com impacto nos clientes**Figura 3-38 – Evolução do MAIFI AT com impacto nos clientes**

No que respeita à rede AT, salienta-se que esta rede alimenta não só clientes AT, bem como produtores AT, o que no caso de ocorrerem interrupções nas instalações de produção AT podem agravar o valor global do indicador SAIDI AT. Este agravamento 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 qualidade.

Relativamente ao valor global do indicador SAIDI AT, verifica-se que este reduziu face ao ano anterior (35,09 minutos no ano 2017). Refira-se que, em média, são as interrupções ocorridas nas instalações de produção AT que mais contribuem para o aumento do valor global do indicador SAIDI AT.

Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço, 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 foi suspenso pela ERSE.

Figura 3-39 – Evolução do TIEPI MT

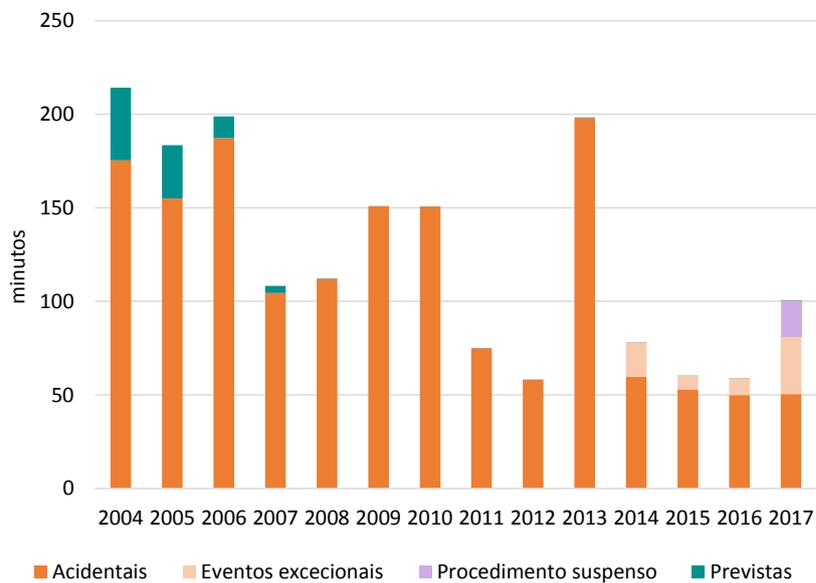


Figura 3-40 – Evolução do SAIFI MT

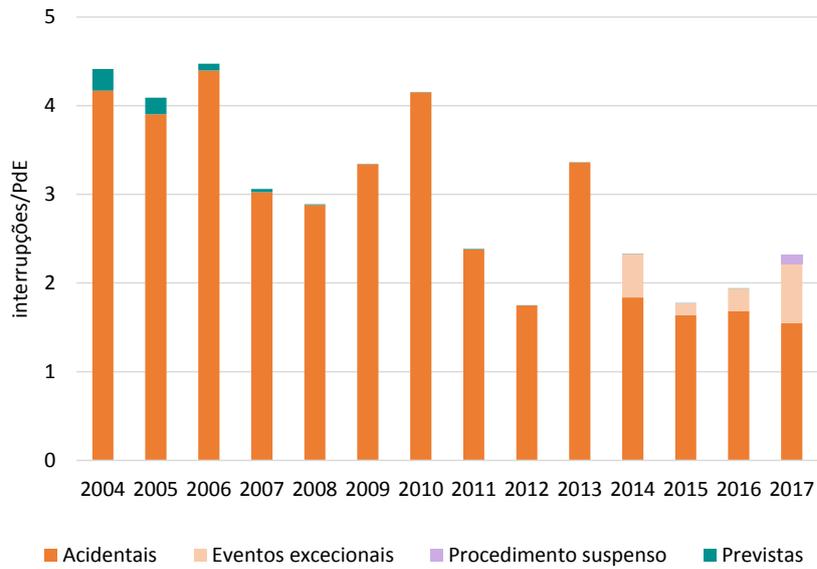


Figura 3-41 – Evolução do SAIDI MT

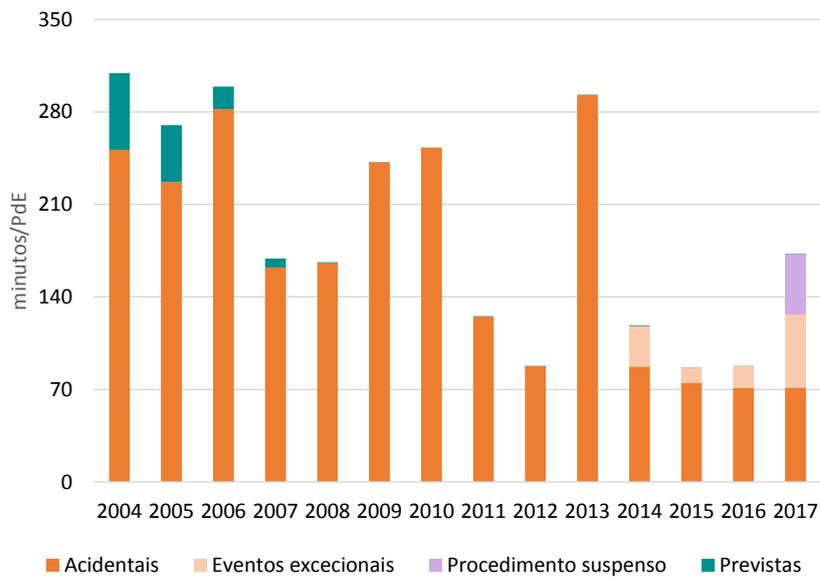


Figura 3-42 – Evolução do MAIFI MT

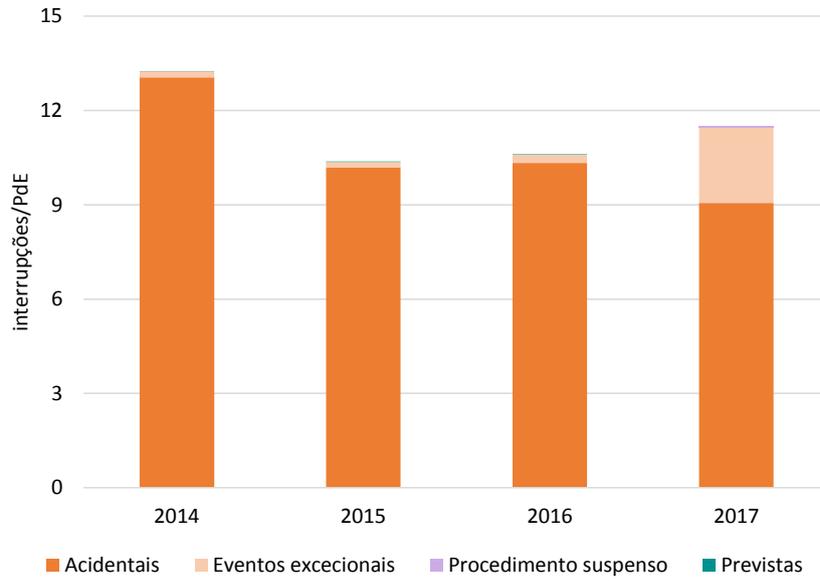


Figura 3-43 – Evolução do SAIFI BT

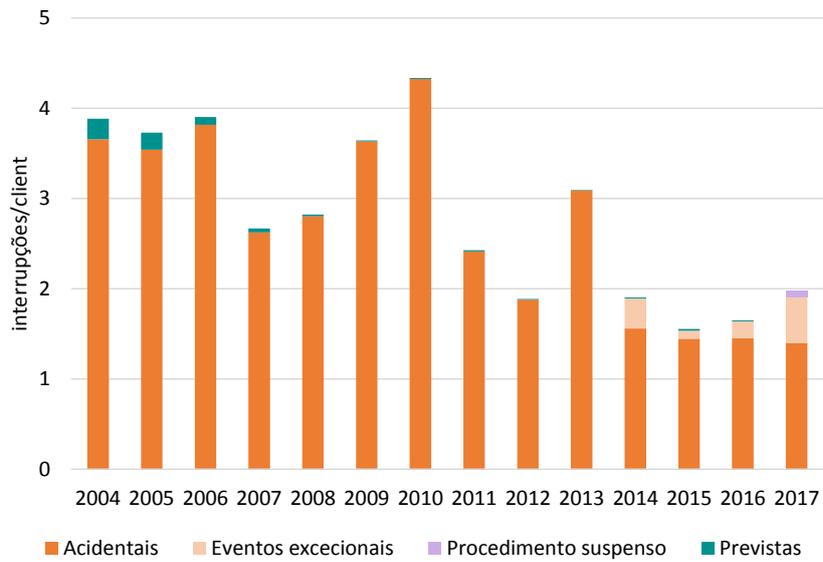
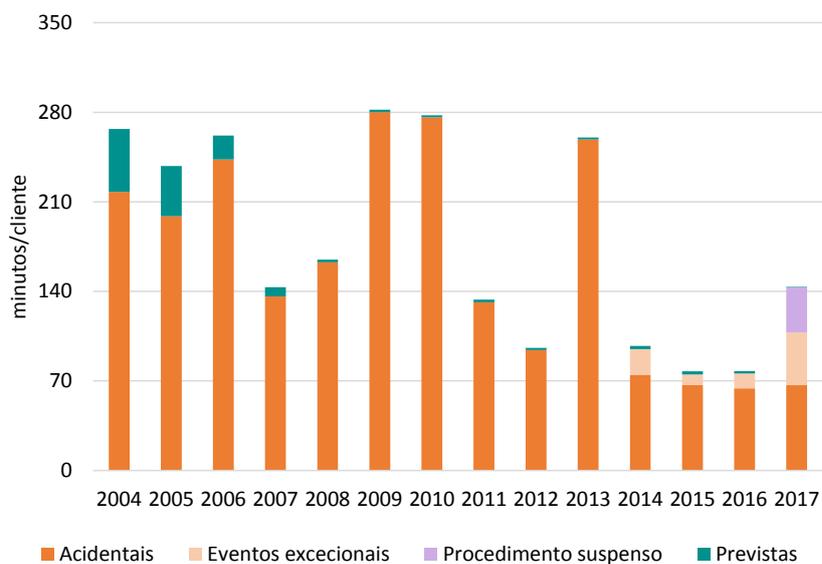


Figura 3-44 – Evolução do SAIDI BT



Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2017 registaram um aumento dos valores comparativamente aos valores verificados em 2016. Refira-se que este aumento é devido à ocorrência de grandes incêndios, conforme já referido.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2017, por NUTS III².

² 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 3-45 – SAIFI AT por NUTS III, em 2017

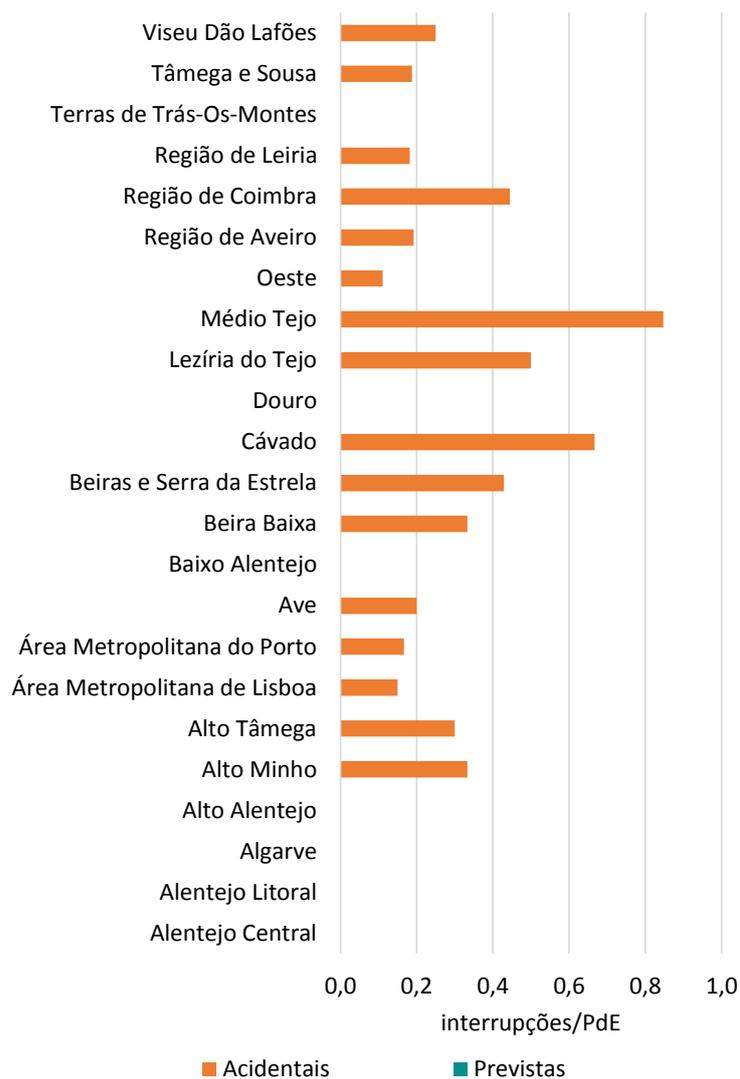


Figura 3-46 – SAIDI AT por NUTS III, em 2017

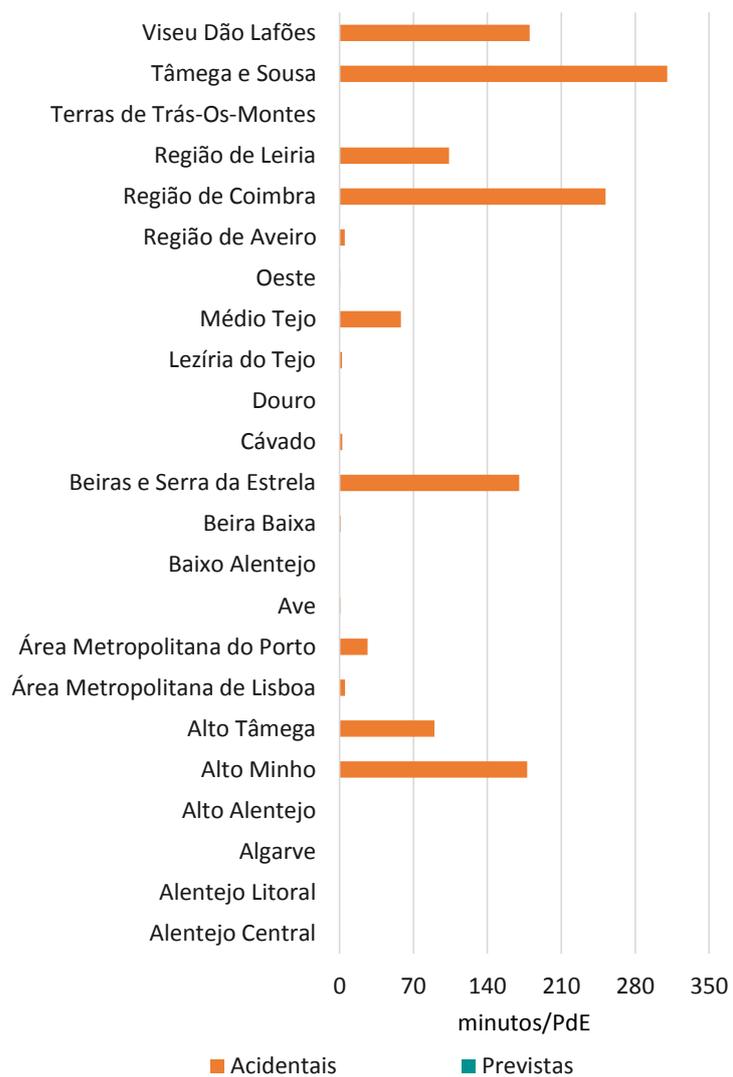
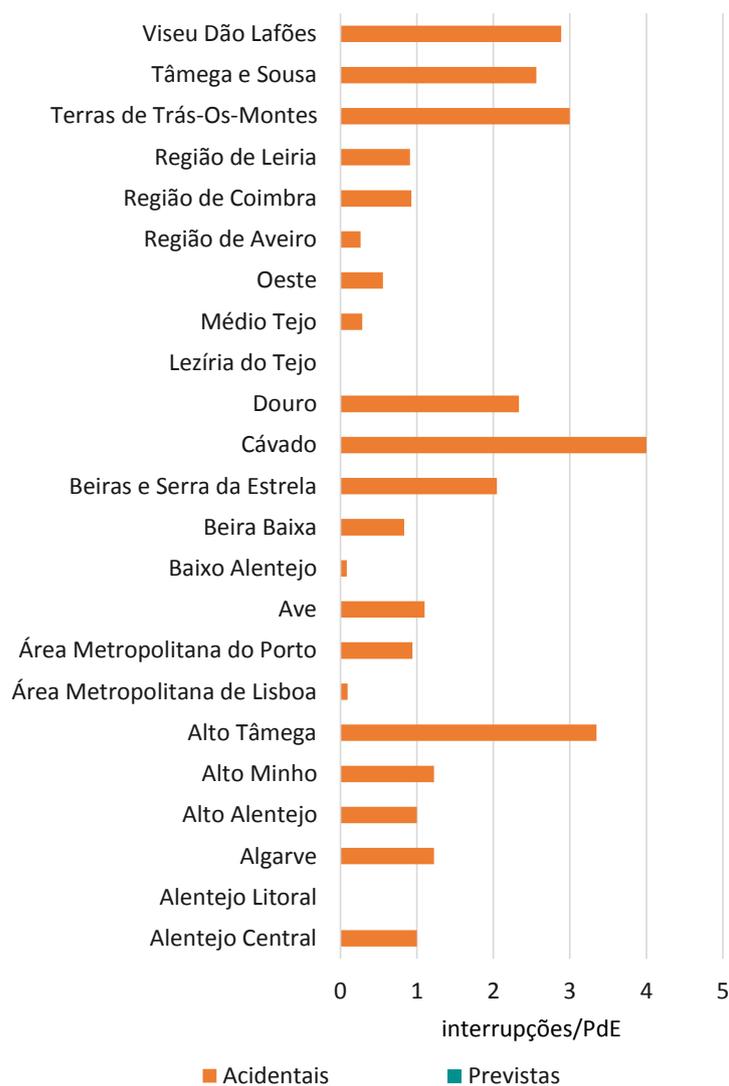


Figura 3-47 – MAIFI AT por NUTS III, em 2017



Destacam-se as NUTS III Alentejo Central, Alentejo Litoral, Algarve, Alto Alentejo, Baixo Alentejo, Douro e Terras de Trás-os-Montes que não registaram interrupções nas redes de AT.

Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2017, por NUTS III³.

³ Nas interrupções acidentais incluem-se as interrupções com origem em eventos excecionais e com origem nos pedidos de classificação como evento excecional cujo procedimento de decisão se encontra suspenso

Figura 3-48 – END MT por NUTS III, em 2017

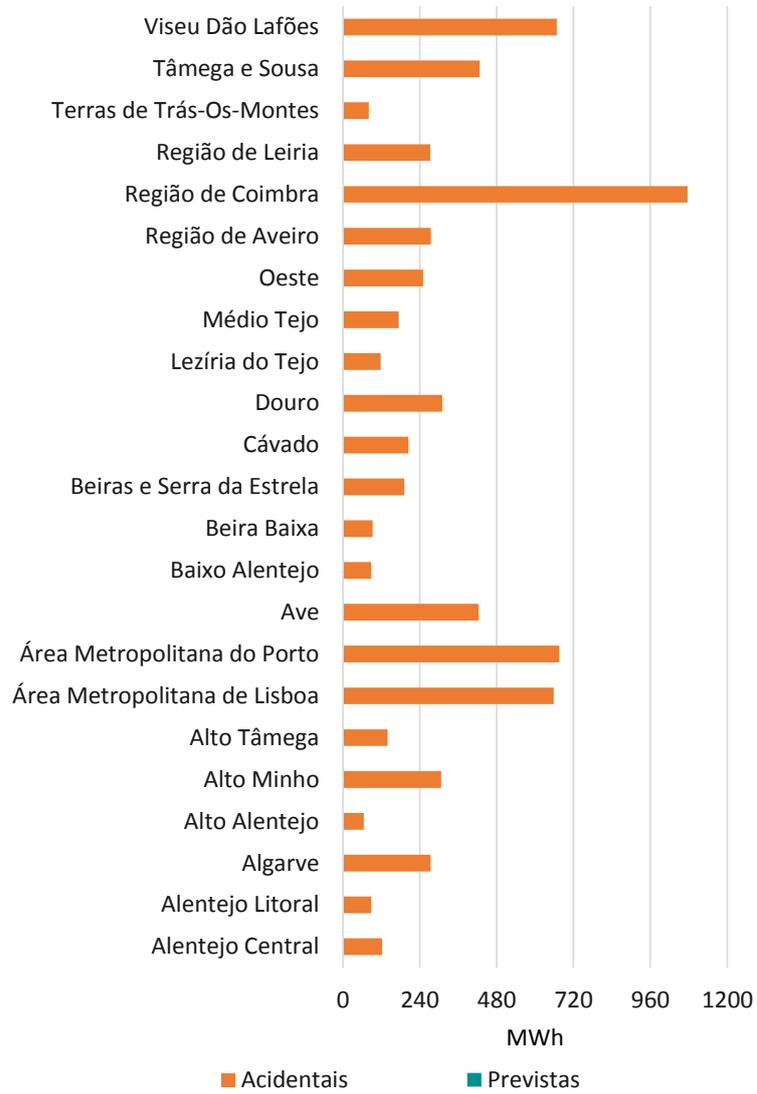


Figura 3-49 – SAIFI MT por NUTS III, em 2017

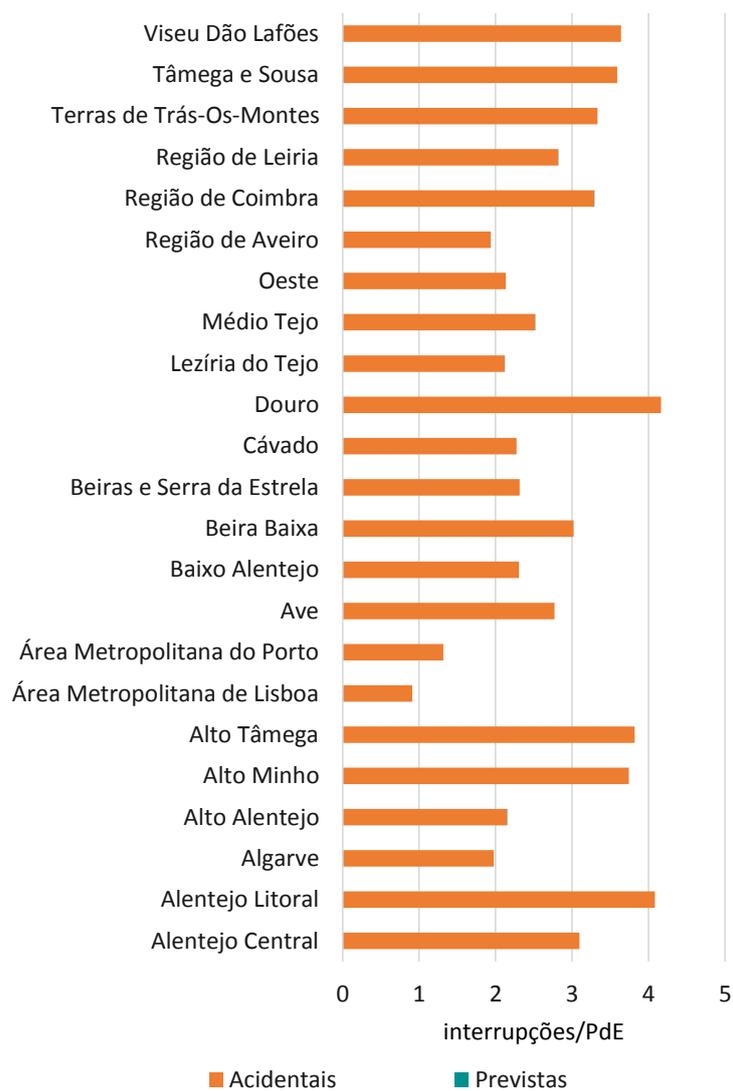


Figura 3-50 – TIEPI MT por NUTS III, em 2017

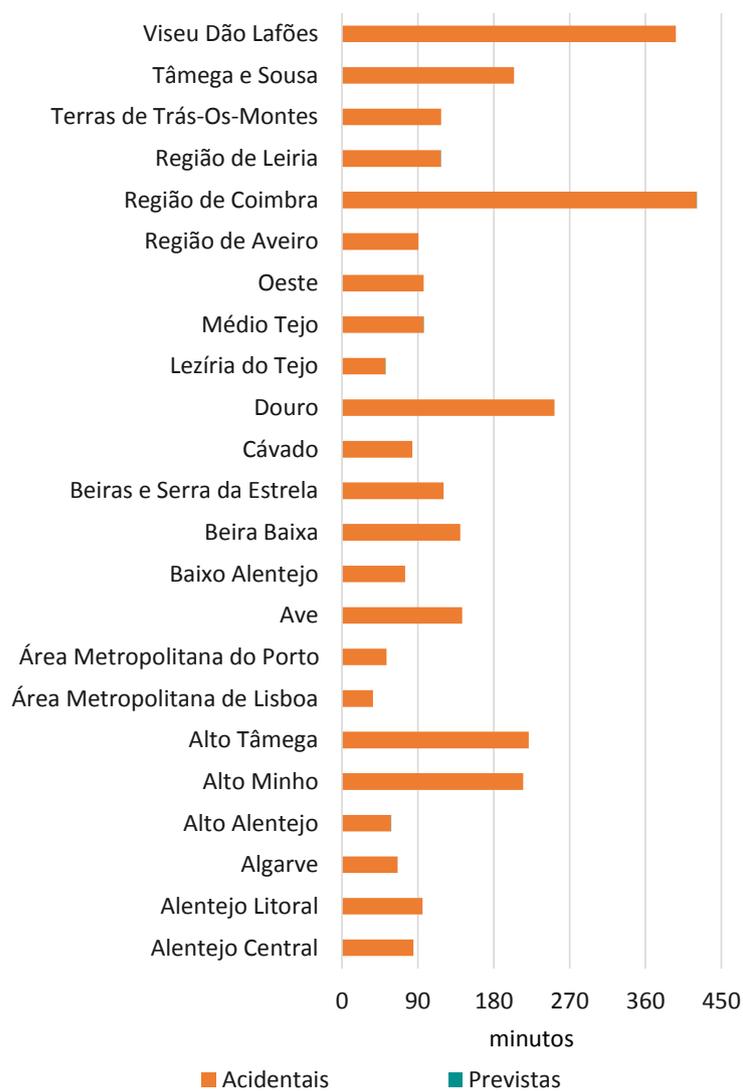


Figura 3-51 – SAIDI MT por NUTS III, em 2017

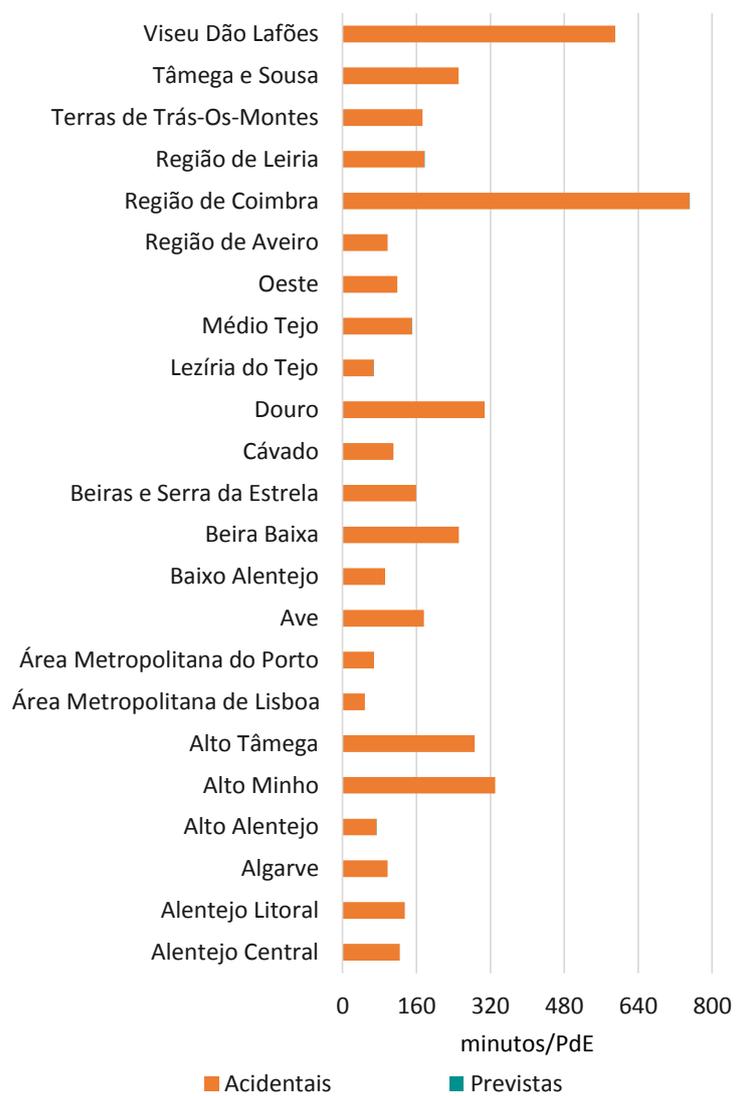
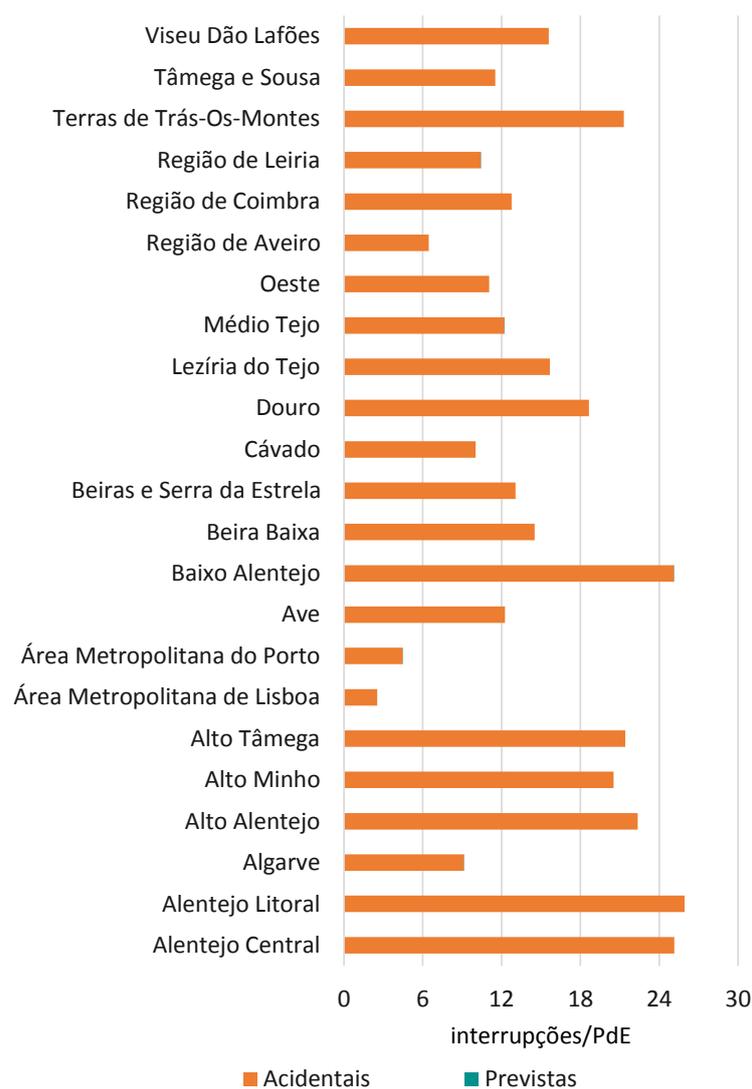


Figura 3-52 – MAFI MT por NUTS III, em 2017



Em 2017, a rede de MT da NUTS III Região de Coimbra foi a que, de modo global, apresentou um pior desempenho ao nível das interrupções longas, tendo sido como principal responsável as interrupções devidas a grandes incêndios. Em sentido contrário, destacam-se as NUTS III Área Metropolitana de Lisboa, Área Metropolitana do Porto e Lezíria do Tejo pelo bom desempenho verificado.

Figura 3-53 – SAIDI BT por NUTS III, em 2017

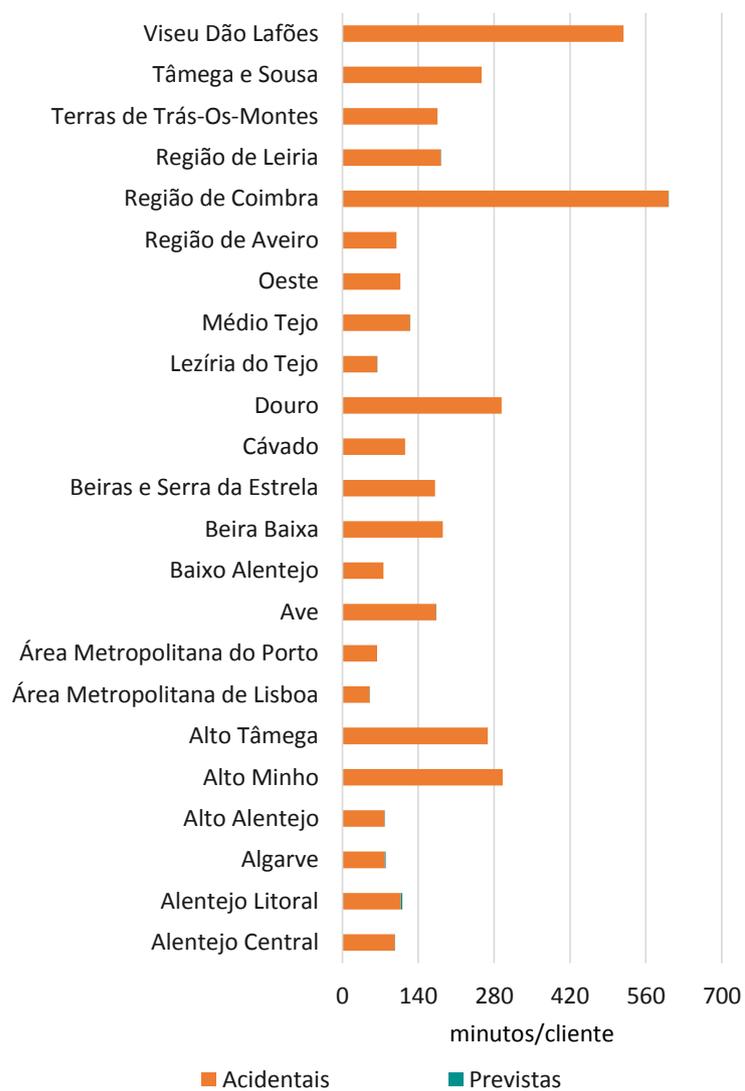
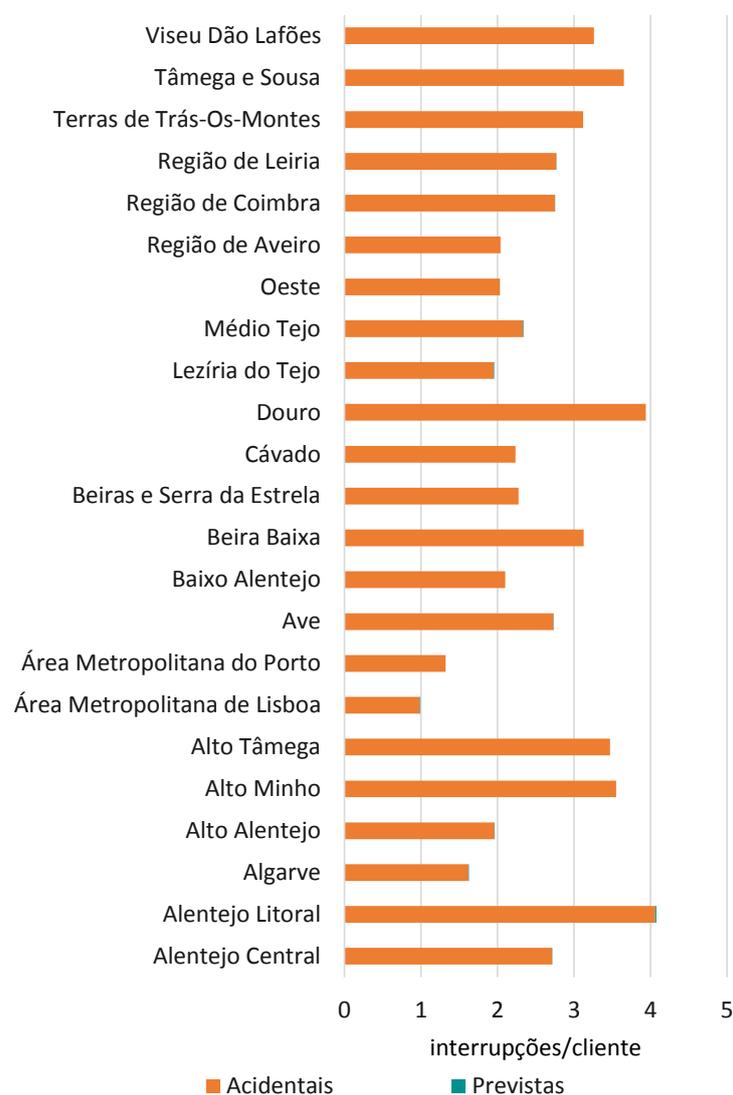


Figura 3-54 – SAIFI BT por NUTS III, em 2017

O desempenho das redes de BT, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, é apresentado de seguida através dos indicadores de SAIFI BT e SAIDI BT para as NUTS III. Destacam-se as NUTS III Viseu Dão Lafões e Região de Coimbra, que registaram piores valores para o indicador SAIDI BT, resultado dos grandes incêndios verificados em 2017.

3.4.2 EVENTOS EXCECIONAIS

Em 2017, a ERSE aprovou a classificação de 302 ocorrências como eventos excepcionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias. Conforme já

referido, encontra-se suspenso o procedimento de decisão da ERSE relativo a dois pedidos (incêndio de Pedrogão Grande – 17 a 20 de junho; incêndio na Região do Mondego - 15 a 24 de outubro)

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

Tempestade Dóris de 1 a 5 de fevereiro de 2017

O evento excecional de grande impacto ocorrido nos dias 1 e 5 de fevereiro de 2017 resultou da aproximação e/ou passagem de quatro sistemas depressionários próximo do norte da Península Ibérica. Segundo o relatório do Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), o primeiro sistema depressionário centrado a noroeste da Península Ibérica no dia 2 de fevereiro, devido à sua grande extensão influenciou o estado do tempo de forma severa a região norte do território de Portugal continental, registando-se rajadas de vento da ordem dos 100-120 km/h. Os restantes três núcleos depressionários aproximaram-se bastante mais do norte da Península Ibérica, durante as madrugadas dos dias 3, 4 e 5 de fevereiro, tendo gerado ventos intensos da ordem dos 110-130 km/h. Uma vez que estes quatro sistemas depressionários afetaram mais países europeus, nomeadamente, Espanha, França e Reino Unido, foi atribuído a esta intempérie a designação de “Tempestade Dóris”. Esta tempestade concentrou-se com maior incidência na região norte e centro de Portugal continental.

Quadro 3-13 – Impacto da tempestade Dóris nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 1 a 5 de fevereiro
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,008
SAIDI AT (min/PdE)	3,64
MAIFI AT (int./PdE)	0,02
END (MWh)	741,00
TIEPI (min)	9,62
SAIFI MT (int./PdE)	0,24
SAIDI MT (min/PdE)	18,40
MAIFI MT (int./PdE)	0,20
SAIFI BT (int./cliente)	15,10
SAIDI BT (min/cliente)	741,00

Incêndio de 17 a 20 de junho de 2017 (Pedrogão Grande)

O incidente de grande impacto ocorrido nos dias de 17 a 20 de junho de 2017 resultou maioritariamente de incêndios de grandes dimensões que deflagraram na região centro de Portugal continental. As ocorrências mencionadas resultaram de uma massa de ar muito quente e seca. Acresce que os 20 primeiros dias do mês de junho foram caracterizados por valores altos da temperatura máxima, muito superiores aos valores normais para este mês, com especial destaque para os dias 17 e 18 de junho, levando a que, neste último dia, 80% do território nacional se encontrasse em seca meteorológica severa e extrema. A dinâmica gerada pela conjugação entre incêndios e instabilidade climática, nomeadamente ao nível das descargas atmosféricas, geraram no terreno condições extremamente adversas. Entre os dias 15 e 20 de junho de 2017 foi registado, em Portugal continental, uma frequência anormalmente elevada de descargas atmosféricas na rede de detetores do IPMA. Os distritos mais afetados foram os de Leiria (concelhos de Alvaiázere, Castanheira de Pera, Figueiró dos Vinhos e Pedrogão Grande), Castelo Branco (concelho de Sertã) e Coimbra (concelhos de Góis, Pampilhosa da Serra e Penela).

Conforme referido, o procedimento de decisão pela ERSE relativo a este evento encontra-se suspenso.

Quadro 3-14 – Impacto do incêndio de 17 a 20 de junho nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Evento 17 a 20 de junho
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,004
SAIDI AT (min/PdE)	4,25
MAIFI AT (int./PdE)	0
END (MWh)	53,45
TIEPI (min)	0,81
SAIFI MT (int./PdE)	0,01
SAIDI MT (min/PdE)	2,35
MAIFI MT (int./PdE)	0,01
SAIFI BT (int./cliente)	0,01
SAIDI BT (min/cliente)	2,00

Incêndios de 15 a 24 de outubro de 2017

O evento de grande impacto ocorrido nos dias de 15 a 24 de outubro de 2017 resultou dos grandes incêndios ocorridos, na região centro e norte do país. No dia 15 de outubro de 2017 deflagraram cerca de

500 incêndios nas regiões centro e norte do país, sendo que o combate às chamas se prolongou pelos dias seguintes. A manutenção de tempo quente e seco, assim como a acentuada intensidade do vento, associadas à passagem do furacão *Ophelia* ao largo de Portugal, conduziu a condições meteorológicas extremamente adversas, culminando numa das maiores áreas aridas numa só semana, em Portugal continental. Dada a natureza dos fenómenos anteriormente descritos, este evento foi subdividido em quatro regiões: Região Norte, Região Aveiro-Feira, Região Leiria-Caldas e Região Mondego.

Quadro 3-15 – Impacto dos incêndios de 15 a 24 de outubro nos indicadores de continuidade de serviço

Indicador geral	Eventos de 15 a 24 de outubro			
	Região Norte	Região Aveiro-Feira	Região Leiria-Caldas	Região Mondego
	Impacto do evento	Impacto do evento	Impacto do evento	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,00	0	0,03
SAIDI AT (min/PdE)	0	2,02	0	11,50
MAIFI AT (int./PdE)	0	0	0	0,11
END (MWh)	30,30	6,05	7,46	1110,00
TIEPI (min)	0,47	0,09	0,12	17,20
SAIFI MT (int./PdE)	0,01	0,00	0,00	0,08
SAIDI MT (min/PdE)	0,98	0,24	0,01	41,60
MAIFI MT (int./cliente)	0,03	0,00	0,01	0,19
SAIFI BT (int./cliente)	0,01	0,00	0,00	0,06
SAIDI BT (min/cliente)	0,70	0,15	0,01	32,60

Os eventos ocorridos na região Norte, região Aveiro-Feira e região leiria-Caldas foram classificados pela ERSE como eventos excepcionais. O procedimento de classificação do evento na região do Mondego (incêndio da Lousã) foi suspenso, conforme já referido.

Tempestade Ana de 10 e 11 de dezembro de 2017

O evento excepcional de grande impacto ocorrido na tarde do dia 10 e início do dia 11 de dezembro de 2017 resultou de uma depressão muito cavada, designada por “Tempestade Ana”, que originou vento forte, precipitação intensa e persistente no território de Portugal continental. Segundo o relatório do IPMA, as regiões do Minho e do Douro Litoral, em especial a parte interior destas regiões, foram as zonas onde se registaram os maiores valores de precipitação no dia 10, com um total de precipitação superior a 100 mm em 24 horas. Nesse mesmo dia, a precipitação no Alentejo e Algarve foi muito reduzida. Contudo, no dia

11 de dezembro, os valores mais elevados registam-se na região sul, assim como nas zonas montanhosas das regiões norte e centro.

Quadro 3-16 – Impacto da tempestade Ana nos indicadores de continuidade de serviço

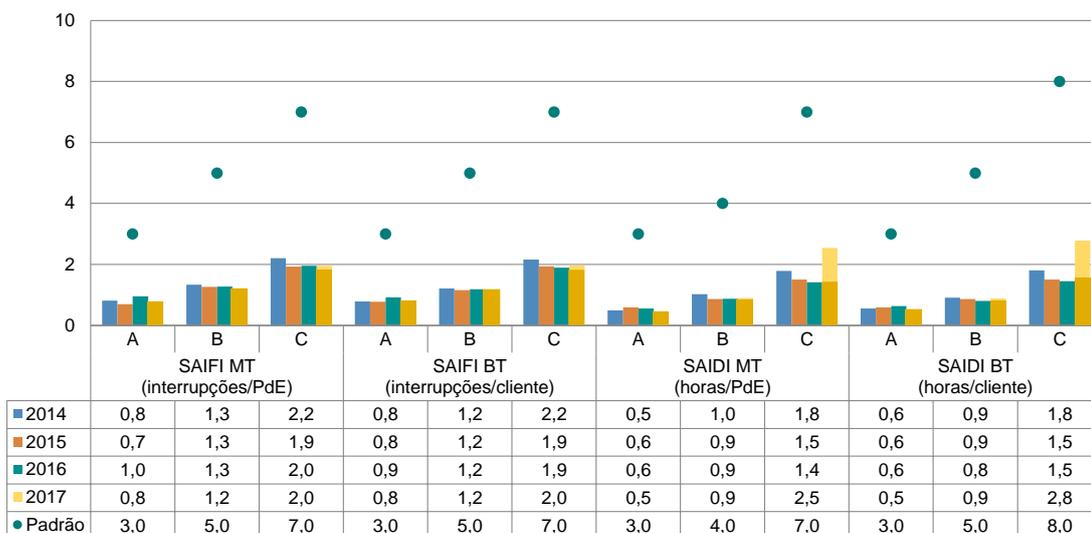
Indicador geral	Evento 10 a 11 de dezembro
	Impacto do evento
SAIFI AT (int./PdE)	0,04
SAIDI AT (min/PdE)	34,60
MAIFI AT (int./PdE)	0,12
END (MWh)	1230,00
TIEPI (min)	17,10
SAIFI MT (int./PdE)	0,33
SAIDI MT (min/PdE)	29,30
MAIFI MT (int./PdE)	0,84
SAIFI BT (int./cliente)	0,24
SAIDI BT (min/cliente)	21,70

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 3-55 apresenta os valores registados entre 2014 e 2017 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 3-55 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2017



Nota: os valores dos indicadores relativos a 2017 incluem o contributo dos dois pedidos de classificação como eventos excepcionais cujos procedimentos de decisão se encontram suspensos. A cor mais clara representa o contributo dos referidos eventos para o total do indicador.

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 3-17 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2017 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações são pagas aos clientes em 2018.

À semelhança do sucedido na verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais, foram excluídas as consequências dos eventos classificados como eventos excepcionais. No que respeita aos dois pedidos de classificação como evento excepcional cujos procedimentos de decisão da ERSE se encontram suspensos, importa referir que não foram apurados os incumprimentos/compensações respetivos, situação que será atualizada após a decisão final.

Quadro 3-17 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2017

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor para o fundo de investimentos (€)
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	1	24,09	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	1	24,09	0,00
	BTE	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	BTN	A	0	0,00	0,00
B		0	0,00	0,00	
C		0	0,00	0,00	
Total		0	0,00	0,00	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	5	1.129,37	0,00
		Total	5	1.129,37	0,00
	MT	A	44	9.360,56	2,61
		B	19	11.166,33	0,00
		C	27	7.233,14	0,00
		Total	90	27.760,03	2,61
	BTE	A	108	6.368,23	245,65
		B	12	281,30	0,00
		C	8	1.859,55	0,00
		Total	128	8.509,08	245,65
	BTN	A	6.327	41.232,53	2.009,64
B		4.104	21.412,08	517,55	
C		2.840	50.602,40	1.185,88	
Total		13.271	113.247,01	3.713,07	
Total			13.495	150.669,58	3.961,33

No ano de 2017, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou uma diminuição de 59% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi 53% 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 consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos,

excluindo as interrupções com origem noutras redes 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 deslizando dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT.

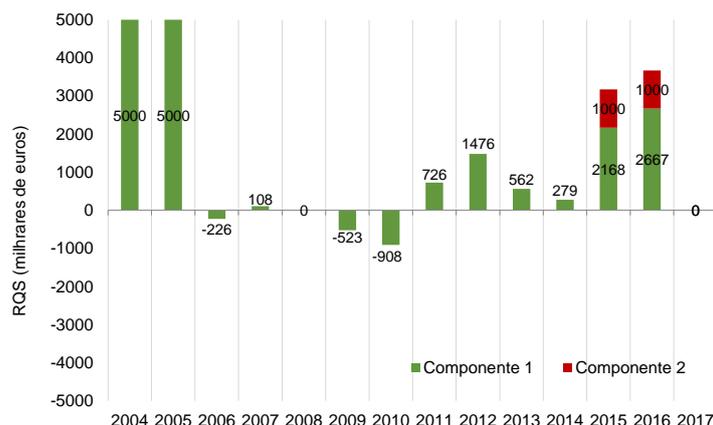
Para determinar o valor do indicador SAIDI MT para efeitos da Componente 2 são tidos em consideração os seguintes critérios:

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede nacional de transporte, 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;
- 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.

Conforme já referido, o procedimento de decisão sobre a classificação como evento excepcional de dois eventos com impacto significativo nos indicadores de continuidade de serviço foi suspenso. Assim, também a aplicação do incentivo à continuidade de serviço vê a sua aplicação suspensa relativamente ao ano de 2017 (em ambas as componentes), não havendo lugar a qualquer montante de pagamento ou de recebimento. Após a decisão final sobre a classificação dos eventos em causa haverá lugar ao cálculo do incentivo relativo ao ano de 2017.

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 3-56.

Figura 3-56 – Incentivo à continuidade de serviço



3.4.6 AUDITORIA

De março de 2017 a janeiro de 2018, a EDP Distribuição foi sujeita a uma auditoria que incidiu sobre aspetos de natureza técnica e de natureza comercial da qualidade de serviço, tendo sido auditados procedimentos, sistemas e informação relativa a 2015.

Importa referir que a auditoria incluiu métodos de amostragem que permitiram a inferência estatística das conclusões para o universo na maioria dos indicadores de qualidade de serviço analisados. Este facto permite uma robustez significativa das conclusões.

As principais conclusões apresentadas pela empresa auditora no relatório final da auditoria estão associadas a aspetos de natureza comercial (onde são apontadas mais observações e recomendações, em especial, ao nível das obrigações individuais), não tendo sido identificados aspetos relevantes associados à qualidade de serviço técnica que careçam de um aprofundamento justificado no relatório.

A EDP Distribuição elaborou um plano de ação onde assume um conjunto de compromissos que dão cumprimento à maioria das recomendações apontadas pela empresa auditora.

Assim, conclui-se que a auditoria em questão cumpriu os objetivos propostos e estabelecidos no RQS e no caderno de encargos aprovado pela ERSE, estando reunidas as condições para uma conclusão deste processo de auditoria.

Informação detalhada pode ser encontrada na [página da ERSE na internet](#).

3.4.7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A continuidade de serviço percebida pelos clientes em 2017 degradou-se face a 2016 na sequência dos grandes incêndios no ano. Não é ainda possível avaliar o desempenho, uma vez que há dois eventos de magnitude significativa cujo processo de decisão como evento excepcional se encontra suspenso, conforme já referido.

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.

No ano de 2017, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço reduziu 59% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes reduziu 53% comparativamente com o valor pago em 2016.

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 3-57 e na Figura 3-58 apresenta-se a informação de continuidade de serviço disponibilizada pela A CELER.

Figura 3-57 – Evolução do SAIDI BT

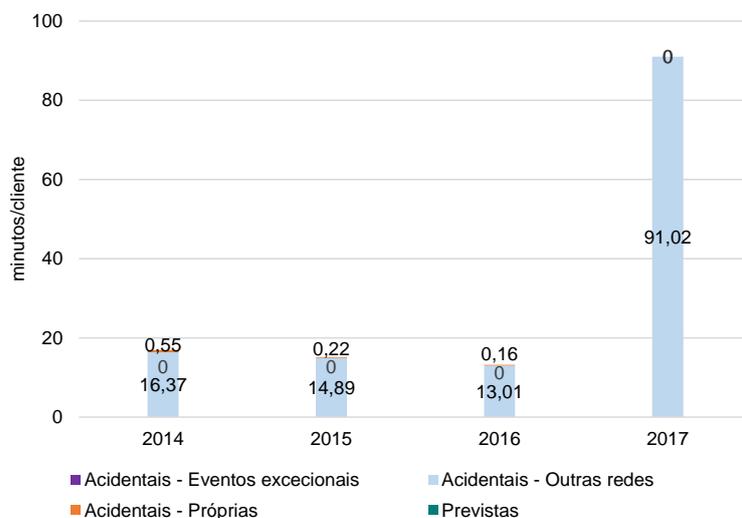
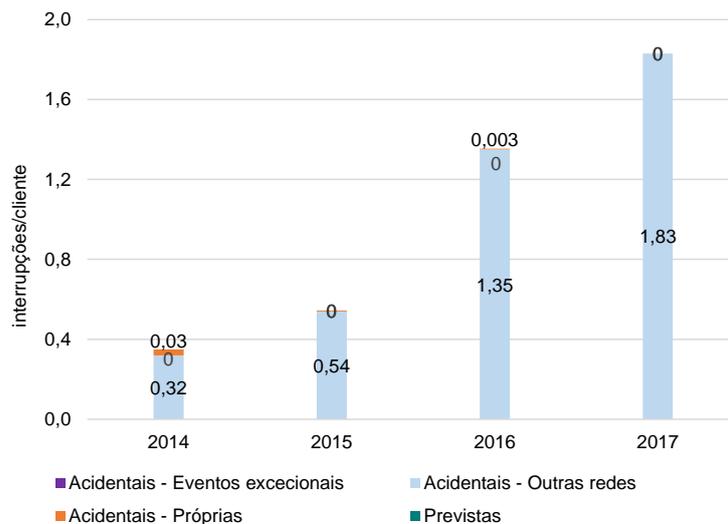


Figura 3-58 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação prestada, em 2017, A Celer foi afetada apenas por interrupções com origem noutras redes. Assim, as outras redes contribuíram com 100% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente 91,02 minutos/cliente e 1,83 interrupções/cliente.

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

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

Em 2017, a C.P de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 48,65 minutos/cliente, Figura 3-59, e um valor de SAIFI BT de 2,32 interrupções/cliente, Figura 3-60. A rede a montante da C.P. de Valongo do Vouga contribuiu para a quase totalidade dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT.

Figura 3-59 – Evolução do SAIDI BT

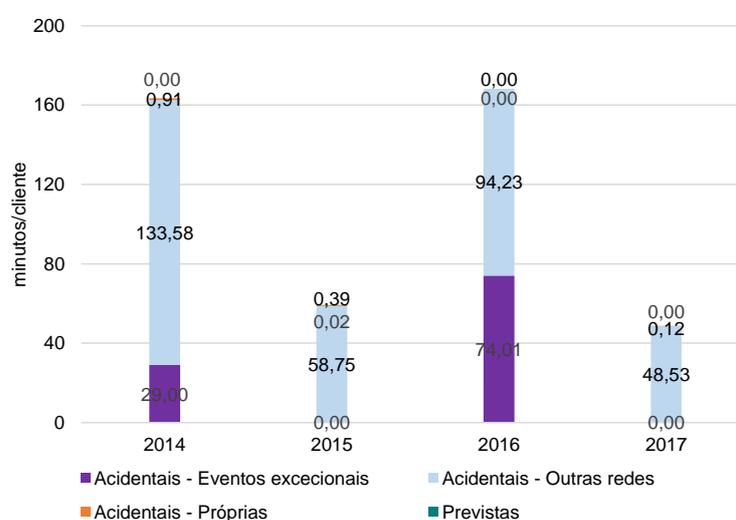
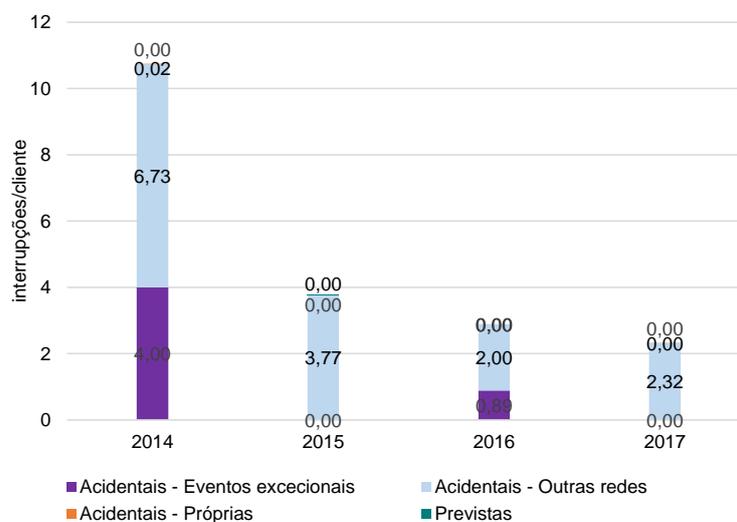


Figura 3-60 – Evolução do SAIFI BT



No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, verificou-se que estes padrões foram cumpridos, sendo de esclarecer 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 em 2017 foi afetada não só por interrupções previstas, mas também por interrupções devidas a causas próprias e com origem em outras redes, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram, respetivamente, 113,75 minutos/cliente e 1,69 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-61 e na Figura 3-62.

Figura 3-61 – Evolução do SAIDI BT

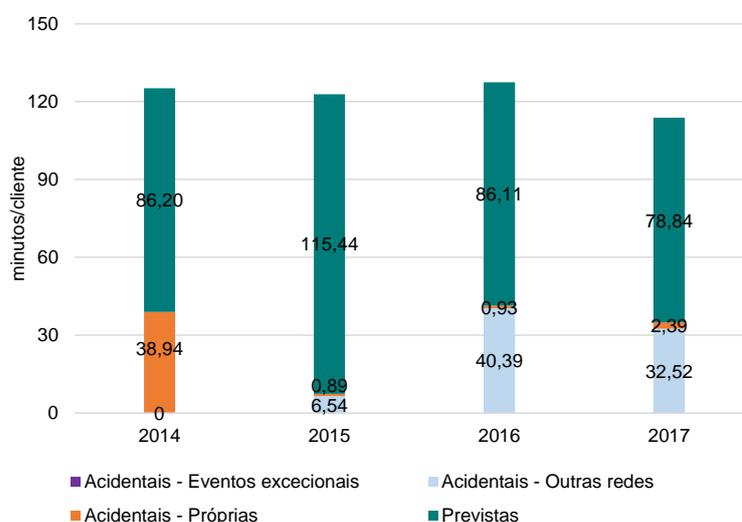
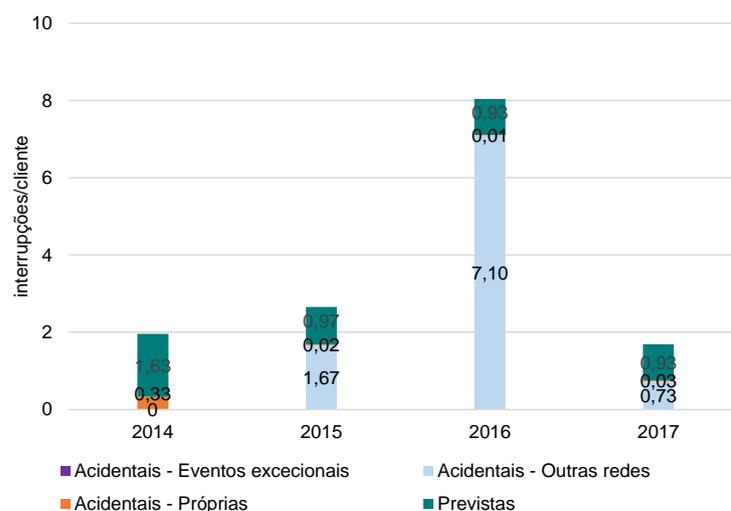


Figura 3-62 – Evolução do SAIFI BT



Relativamente às interrupções previstas, que representaram 69% e 55% 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 nos 20 postos de transformação da respetiva rede. A maioria destas interrupções ocorreu no final do 3.º e 4.º trimestre do ano de 2017.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2017, 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 2017, a CEVE não foi afetada por interrupções previstas. Nesse ano, os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram respetivamente 135,58 minutos/cliente e 3,28 interrupções/cliente. No que diz respeito à rede distribuição da CEVE apenas houve registo de uma ocorrência, por avaria do bloco de celas proteção ao transformador de potência. As interrupções com origem noutras redes (incluindo as interrupções classificadas como eventos excecionais) contribuíram com 99,4% e 99,8% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente.

A CEVE informou ainda que em 2017 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Importa referir que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Figura 3-63 – Evolução do SAIDI BT

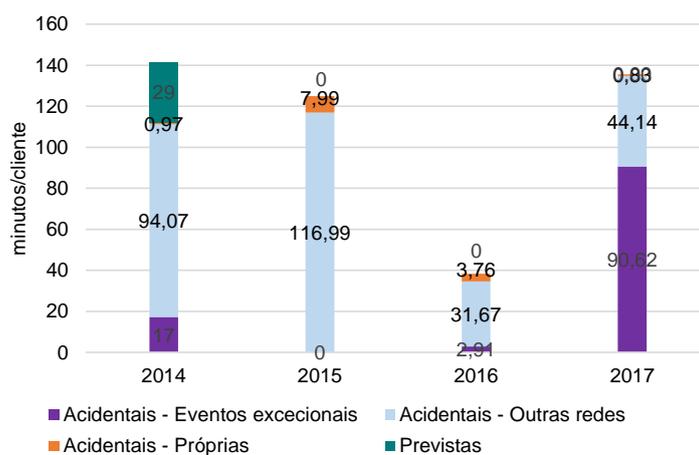
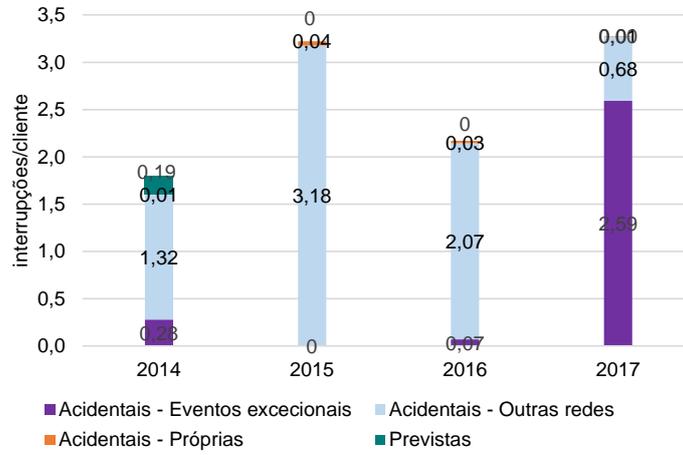


Figura 3-64 – Evolução do SAIFI BT



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

Em 2017, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 54 minutos/cliente, conforme apresentado na Figura 3-65, e um valor SAIFI BT de 1,75 interrupções/cliente, conforme apresentado na Figura 3-66. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em aproximadamente 25% e 94% dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-65 – Evolução do SAIDI BT

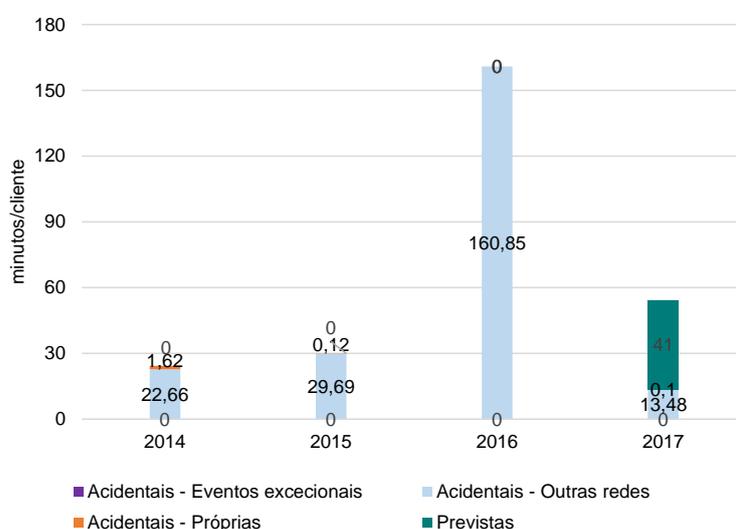
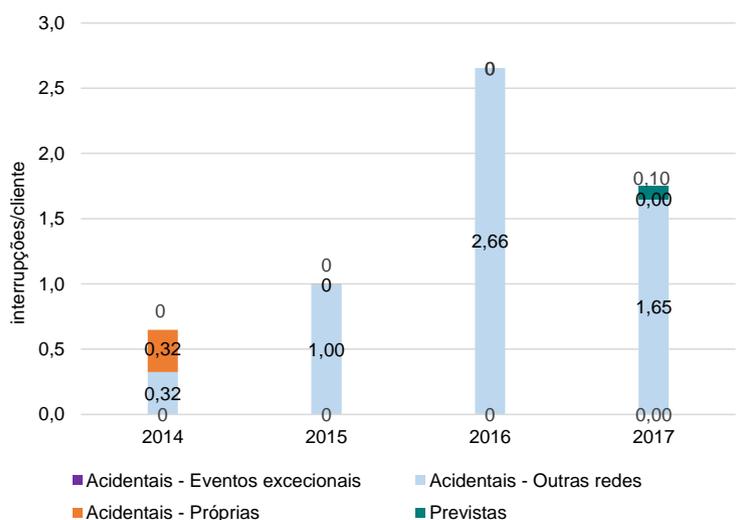


Figura 3-66 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2017, 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 2017, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT de 137,2 minutos/cliente, Figura 3-67, e de SAIFI BT de 3,33 interrupções/cliente, Figura 3-68, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Os eventos excepcionais que afetaram a rede da Cooproriz tiveram origem na rede da EDP Distribuição, estando a sua contribuição para os valores totais dos indicadores registados nos gráficos.

Figura 3-67 – Evolução do SAIDI BT

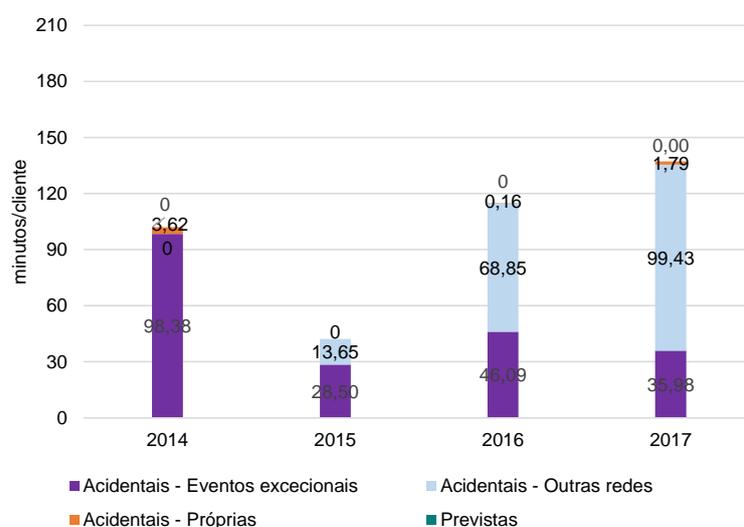
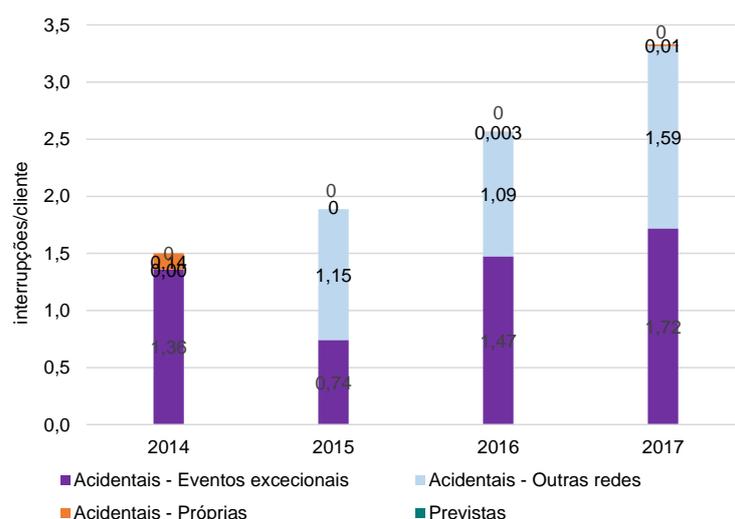


Figura 3-68 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa ao ano de 2017, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço. Todos os clientes encontram-se em zona C.

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

A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou um valor total de SAIDI BT de 201,52 minutos/cliente, Figura 3-69 e de SAIFI BT de 2,81 interrupções/cliente, Figura 3-70, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes. Em 2017, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou interrupções com origem na sua própria rede e interrupções com origem noutras redes.

Figura 3-69 – Evolução do SAIDI BT

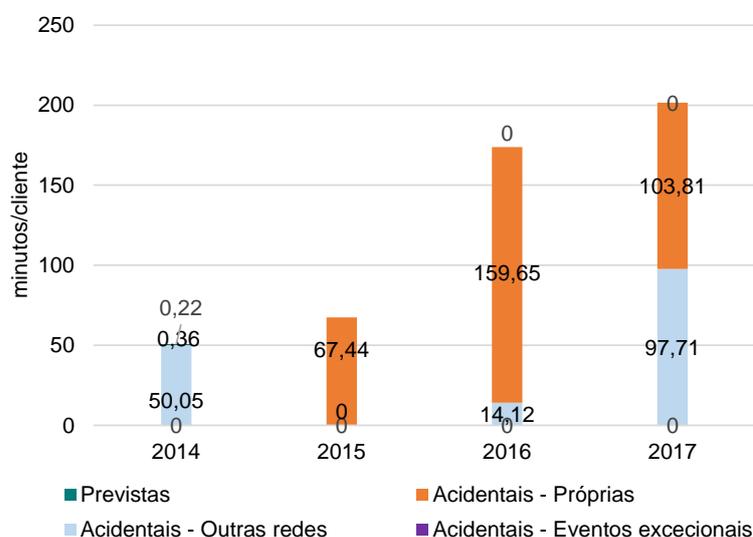
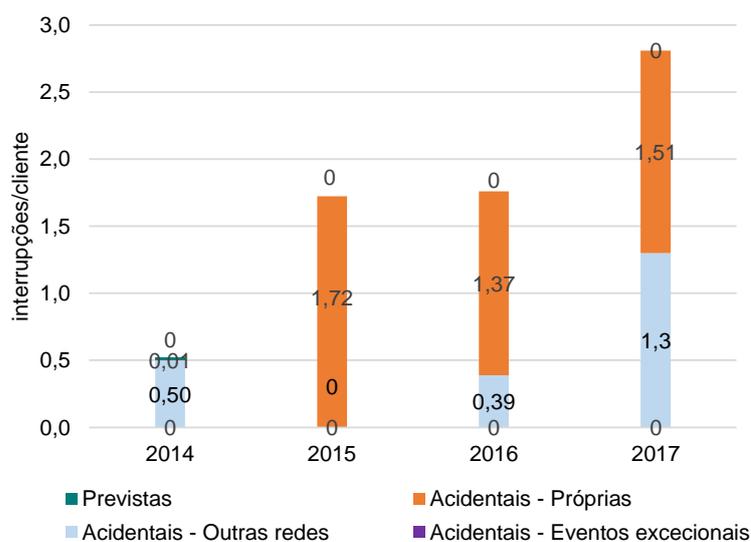


Figura 3-70 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa ao ano de 2017, 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 2017, a J.F. de Cortes do Meio registou um valor total de SAIDI BT 368,03 minutos/cliente, Figura 3-71, e de SAIFI BT de 10,23 interrupções/cliente, Figura 3-72, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-71 – Evolução do SAIDI BT

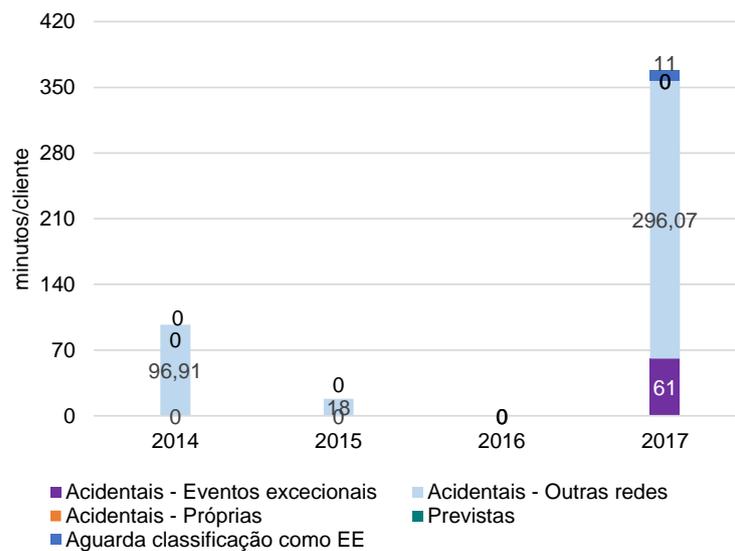
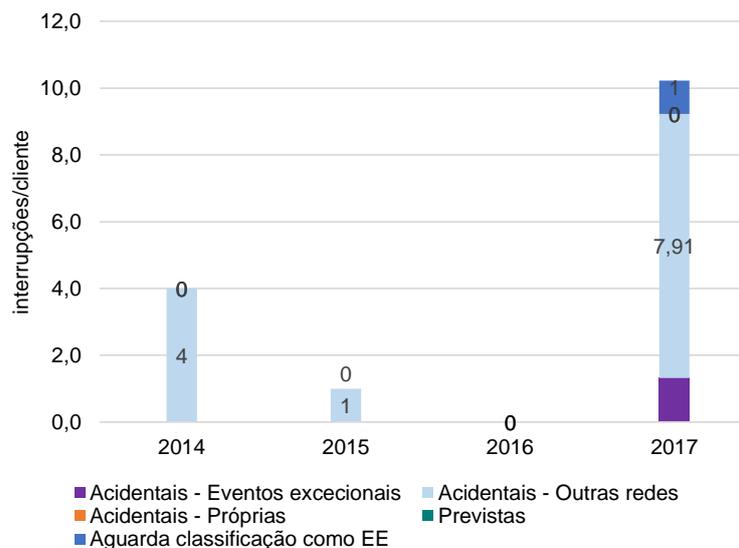


Figura 3-72 – Evolução do SAIFI BT



A rede a montante da J.F. de Cortes do Meio contribuiu para a totalidade dos valores registados de SAIDI BT e SAIFI BT. Os eventos excecionais que afetaram a rede da J.F. de Cortes do Meio tiveram origem na rede da EDP Distribuição. De notar que um dos incidentes aguarda classificação como evento excecional (EE) de pedido submetido pela EDP Distribuição.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2017, 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 2017, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 148,63 minutos/cliente, Figura 3-73, e de SAIFI BT de 1,77 interrupções/cliente, Figura 3-74, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

Figura 3-73 – Evolução do SAIDI BT

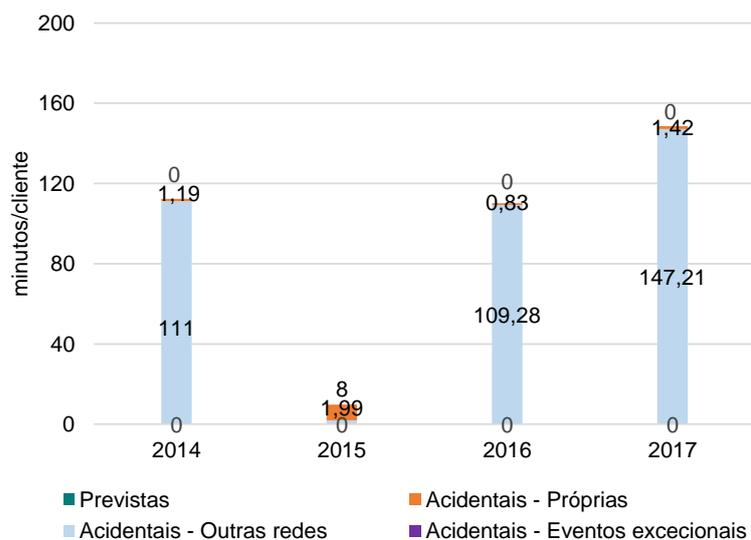
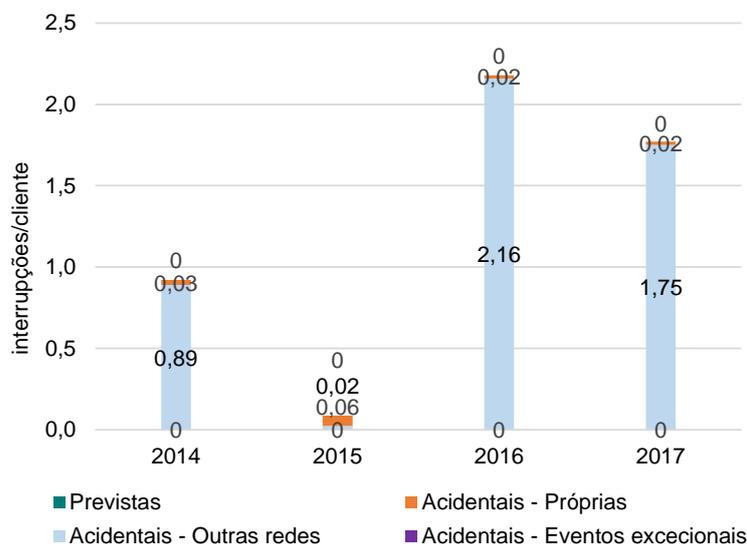


Figura 3-74 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa ao ano de 2017, 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 2017, a CESSN registou um valor de SAIDI BT de 52,57 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,43 interrupções/cliente (incluindo todas as interrupções). De referir que de acordo com os dados reportados pela CESSN as interrupções com origem noutras redes contribuíram com 95,9% e 99,2% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT, respetivamente.

Figura 3-75 – Evolução do SAIDI BT

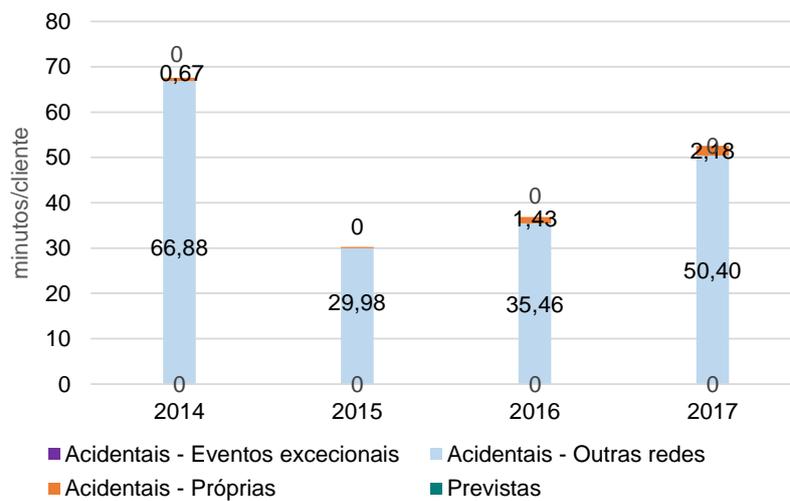
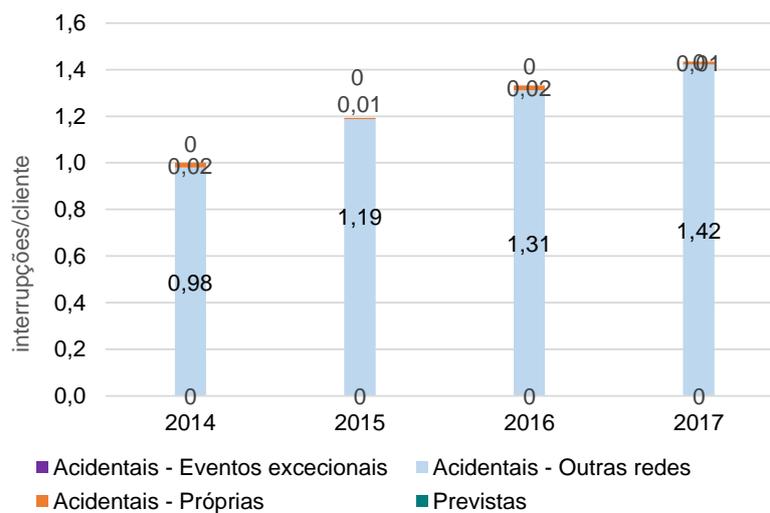


Figura 3-76 – Evolução do SAIFI BT



De acordo com a informação enviada pela CESSN, relativa ao ano de 2017, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de 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 50 160) 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 efeitos de

verificação dessas características e limites, o RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente à aprovação da 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, a submissão desse plano apenas foi necessária até ao ano de 2016, uma vez que a partir de 2017 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 50 160, 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, 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 de muito alta tensão (MAT).

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 realizados pela REN podem ser consultados através da hiperligação:

http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/qualidade_de_energia_electrica/

A monitorização da qualidade de energia elétrica implementada pela REN para o ano de 2017 contemplou medições em 83 pontos de entrega fornecidos pela RNT.

No ano de 2017, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 75 pontos de entrega, o correspondente a 90% dos pontos de entrega existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes esteve compreendida entre as 8 e as 52 semanas. No que diz respeito às ações de monitorização da qualidade da onda de tensão não permanente (duração prevista de 4 semanas), estas abrangeram um total de oito pontos de entrega em 2017. No final do ano de 2017 estes oito pontos de entrega já estavam a ser monitorizados com equipamentos fixos.

4.1.1 FENÓMENOS CONTÍNUOS

Valor Eficaz da Tensão

Das ações de monitorização realizadas, identificaram-se incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão no ponto de entrega da Siderurgia do Seixal, tendo com base o valor da tensão declarada, sendo que os valores observados se encontram dentro da gama definida no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema.

Tremulação (Flicker)

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em quatro pontos de entrega, designadamente na subestação do Alqueva, do Carregado, da Siderurgia da Maia e da Siderurgia do Seixal, com origem no tipo de carga associada à atividade industrial de consumidores ligados a esses pontos de entrega.

Distorção Harmónica

Identificaram-se pontos de entrega com incumprimento dos valores regulamentares de distorção harmónica, designadamente a subestação de Alto de Mira na 5ª harmónica, de Pedralva na 7ª harmónica, da Fatela (REFER) na 7ª harmónica, de Mortágua (REFER) na 7ª harmónica, de Vermoim na 12ª harmónica. No Douro (REFER), Ermidas do Sado (REFER), Luzianes (REFER), Montemor Novo – Palma (REFER) e Quinta do Anjo foram registadas algumas harmónicas de alta frequência de ordem superior à 21ª harmónica, com origem no tipo de carga de consumidores ligados a esses pontos de entrega.

Conforme se referiu, a maioria das situações de incumprimento dos limites de tremulação teve origem em clientes de MAT nacionais ou, no caso de Alqueva, de um consumidor MAT ligado à rede de transporte Espanhola, enquanto a incumprimento dos limites da distorção harmónica tiveram origem em redes a “jusante” dos pontos de entrega da RNT.

A REN refere não ter havido reclamações por parte dos utilizadores das redes relativamente às situações em que não foram respeitados os valores limite das características da qualidade da onda de tensão.

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 75 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente em que o período de monitorização foi igual ou superior a 40 semanas. 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 2017

N.º de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado						
Tensão residual (% de U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	220	80,43	1,00	0,29	0,29	0
	150	44,67	0,08	0,33	0	0
	60	68,05	1,61	1,07	0,30	0,04
$80 > u \geq 70$	220	24,57	0	0,29	0	0
	150	14,42	0,00	0,08	0	0
	60	18,86	0,45	0,16	0,14	0
$70 > u \geq 40$	220	21,29	0,14	0	0	0
	150	21,17	0	0	0	0
	60	22,20	0,45	0,18	0,07	0
$40 > u \geq 5$	220	1,86	0	0	0	0
	150	2,58	0,08	0	0	0
	60	2,80	0,04	0,04	0,04	0,02
$5 > u$	220	1,14	0	0	0	0
	150	0,08	0	0,08	0	0
	60	0,04	0	0,09	0	0

Uc – Tensão declarada

Quadro 4-2 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental em 2017

N.º de sobretensões registadas por PdE monitorizado				
Sobretensão (% U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	220	0,57	0,14	0
	150	0	0	0
	60	0,88	0,07	0,04
$120 > u > 110$	220	0,71	0,29	0
	150	0,83	0	0
	60	1,41	0,04	0,02

Uc – Tensão declarada

Em 2017, foi realizada monitorização permanente em 7 pontos de entrega de 220 kV, 12 pontos de entrega de 150 kV e 56 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 113. Este valor compara com o valor de 68 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2016.

Do total das 8453 cavas de tensão registadas na RNT em 2017, cerca de 97% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos e cerca de 40% provocou uma variação na amplitude inferior a 80% da tensão declarada.

Em relação às sobretensões, registaram-se 5 eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 159 sobretensões registadas em 2017, cerca de 93% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 62% provocou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

4.1.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização implementado pela REN em 2017 contemplou medições em 75 dos 83 pontos de entrega fornecidos pela RNT. Percentualmente, o número total de pontos de entrega monitorizados diminuiu face ao número que foi registado em 2016.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 90% dos pontos de entrega existentes.

No ano de 2017 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5ª, 7ª, 12ª e 21ª tensões harmónicas, com origem no tipo de carga de consumidores ligados a esses pontos de entrega. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2017, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 66% relativamente ao ano anterior.

Apesar dos incumprimentos detetados, importa referir que não há reclamações de clientes.

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 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 relativa à EDA pode ser consultada através da hiperligação:

<http://www.eda.pt/Regulacao/Paginas/Indicadores-de-Qualidade-da-Onda-de-Tensao.aspx>

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA respeitante ao ano de 2017 teve uma taxa de realização de 85,4%. 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, no ano de 2017, realizou medições da qualidade da onda de tensão em 29 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, totalizando um conjunto de 53 pontos de monitorização nestas redes. Ao nível da BT, foram monitorizados 24 PT de distribuição.

A duração mínima das ações de monitorização qualidade da onda de tensão na RAA foi de 1 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 totalidade destes fenómenos tem valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.

O resultado das ações de monitorização realizadas em 2017 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação num PT da ilha do Corvo. Relativamente à distorção harmónica, identificou-se um PT com incumprimento dos valores regulamentares.

Para o Corvo, e tanto para a MT como a BT, os valores de tremulação não regulamentares advêm das características do sistema elétrico existente na ilha do Corvo, e às flutuações de tensão provocadas pelas cargas existentes na ilha.

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 2017, respetivamente.

Quadro 4-3 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2017

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

Quadro 4-4 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Maria em 2017

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

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 25 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, não se tendo identificado a ocorrência de sobretensões.

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 2017, respetivamente.

Quadro 4-5 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2017

Ilha 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	6,67	5,00	2,67	0	0
	30	13,14	4,43	1,43	0,14	0
	10	7,50	5,90	1,80	0	0
$80 > u \geq 70$	60	9,33	18,67	2,33	3,00	0
	30	15,29	3,29	1,71	1,57	0
	10	15,10	5,80	1,80	2,60	0
$70 > u \geq 40$	60	0,33	10,33	1,67	2,00	0
	30	9,71	7,14	2,29	1,86	0
	10	12,70	11,40	2,20	1,90	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0	0	0	0
	30	2,86	3,43	0,71	1,29	0
	10	0	1,00	0,30	0,40	0
$5 > u$	60	0,67	0	0	0	0
	30	0,29	1,14	0,29	0	0
	10	0	0	0	0	0

Quadro 4-6 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Miguel em 2017

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	0,33	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0
$120 > u > 110$	60	4,00	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0

Na ilha de S. Miguel foi realizada monitorização em três pontos da rede de 60 kV, sete pontos da rede de 30 kV e dez pontos da rede de 10 kV.

O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 70 e identificou-se apenas 0,65 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 2017, respetivamente.

Quadro 4-7 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Terceira em 2017

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 ≤ 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	37,83	2,83	2,00	0,67	0,17
	15	55,70	5,90	3,50	1,60	0,30
	6,9	80,00	7,50	1,00	0,50	0
80 > u ≥ 70	30	7,67	2,33	1,83	2,67	0
	15	15,30	0,90	2,00	2,50	0,10
	6,9	21,00	1,00	1,00	4,00	0
70 > u ≥ 40	30	2,00	4,50	2,17	0,50	1,33
	15	8,30	6,40	3,80	0,90	1,60
	6,9	5,00	7,50	2,00	0	2,00
40 > u ≥ 5	30	0	1,00	2,00	3,00	0
	15	1,40	1,70	2,80	3,30	0,00
	6,9	5	8	2,00	0	2
5 > u	30	0	0,00	0	0	0
	15	0	0,20	0	0	0
	6,9	1,00	0	5	3	0

Quadro 4-8 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha Terceira em 2017

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0	0,90	0
	6,9	0	1,00	0
120 > u > 110	30	1,00	0	1,00
	15	0,40	1,50	1,00
	6,9	0	2,00	1,00

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu sobre seis pontos da rede de 30 kV, dez pontos da rede de 15 kV e dois pontos da rede de 6,9 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 99, tendo-se verificado um número de sobretensões de 3,3.

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 2017, respetivamente.

Quadro 4-9 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha Graciosa em 2017

Ilha Graciosa					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	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	30,00	7,00	3,00	0	0
80 > u ≥ 70	5,00	12,00	5,00	0	0
70 > u ≥ 40	6,00	1,00	0	2,00	5
40 > u ≥ 5	7,00	8,00	8,00	1,00	0
5 > u	0	0	2	2	0

Quadro 4-10 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de Graciosa em 2017

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	5,00	21,00	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada num único ponto da rede de 15 kV, no qual se registaram 104 cavas de tensão e 26 sobretensões.

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 2017, respetivamente.

Quadro 4-11 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2017

Ilha S. Jorge					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	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	26,00	13,00	5,00	18,00	0
80 > u ≥ 70	8,00	14,00	3,00	6,00	1
70 > u ≥ 40	12,00	4,00	3,00	7,00	1
40 > u ≥ 5	8,00	4,00	2,00	2,00	0
5 > u	2,00	1	0	0,00	0

Quadro 4-12 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha de S. Jorge em 2017

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	9,00	10,00	0,00

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 140 cavas de tensão e 19 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 2017, respetivamente.

Quadro 4-13 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Pico em 2017

Ilha 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	8,67	2,00	1,00	2,33	0
	15	5,67	1,67	2,00	2,33	0
$80 > u \geq 70$	30	0,33	0,33	1	1	0
	15	0	1,00	0,67	0,67	0
$70 > u \geq 40$	30	1,33	1,67	3,00	2	0
	15	1,67	1,33	2,00	2	0
$40 > u \geq 5$	30	0	0	0,33	0,00	0
	15	0,33	0,67	0,67	0	0
$5 > u$	30	0	0	0	0	0,00
	15	0	0	0	0	0

Quadro 4-14 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Pico em 2017

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
$120 > u > 110$	30	2,33	0	0
	15	1	3,33	0

Na ilha do Pico foi realizada monitorização em três pontos da rede de 30 kV e em três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 24, tendo-se identificado uma média de 3 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 2017, respetivamente.

Quadro 4-15 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Faial em 2017

Ilha Faial					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	8,00	0	0	0	0
$80 > u \geq 70$	0,67	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	0	0	1,00	0	0
$40 > u \geq 5$	0	0	0,33	0	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-16 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Faial em 2017

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

Na ilha do Faial, a monitorização incidu sobre três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 10. No ano de 2017, não foram registadas sobretensões no 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 2017, respetivamente.

Quadro 4-17 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha das Flores em 2017

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

Quadro 4-18 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha das Flores em 2017

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	$0,01 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$u \geq 120$	0	0,40	0
$120 > u > 110$	0	0,20	0,80

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em cinco pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 22 cavas de tensão e 1 sobretensão.

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 2017, respetivamente.

Quadro 4-19 – Cavas de tensão na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2017

Ilha Corvo					
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	11,00	4,00	3,00	5,00	0
$80 > u \geq 70$	0	0	1,00	4,00	1,00
$70 > u \geq 40$	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	0	0	0	0	0
$5 > u$	0	0	0	0	0

Quadro 4-20 – Sobretensões na rede de distribuição na ilha do Corvo em 2017

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

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 29 cavas de tensão. No ano de 2017, não foram registadas sobretensões no ponto de rede monitorizado.

4.2.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2017 foi executado quase na íntegra, tendo uma taxa de realização de 85,4%, 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 incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo. Relativamente à distorção harmónica, identificou-se um posto de transformação com incumprimento dos valores regulamentares, no posto de transformação “A. M. Furtado” na 15.ª harmónica.

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. Para a EEM, a publicação pode ser consultada em:

<http://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/qualidade-de-servi%C3%A7o/monitoriza%C3%A7%C3%A3o-da-qualidade-de-energia-el%C3%A9trica-na-ram/>

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EEM respeitante ao ano de 2017 teve uma taxa de realização de 94% para a ilha da Madeira e de 91% 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 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 2017 na RAM contemplaram medições em 23 pontos de entrega das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Estes 23 pontos contemplaram a monitorização permanente de duração anual em 13 pontos fixos (11 dos quais na ilha da Madeira e 2 na Ilha de Porto Santo) e 10 pontos móveis semestrais, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

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.

Nas ações de monitorização da RAM verificou-se o cumprimento dos valores estabelecidos no RQS no que respeita aos fenómenos contínuos.

4.3.2 EVENTOS DE TENSÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2017 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, cinco pontos da rede de 30 kV e três

pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 6,6 kV. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e um ponto anual na ilha do Porto Santo, 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 2017

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	8,00	0,67	0,67	0,33	0
	30	3,40	0,60	0	0,20	0
	6,6	5,00	2,33	0,33	0,33	0
	0,23	2,30	0,40	0,30	0,50	0
$80 > u \geq 70$	60	0,33	0	0,33	0	0
	30	0,20	0	0	0	0
	6,6	2,00	0,33	0,33	0,33	0
	0,23	0,10	0,10	0	0	0
$70 > u \geq 40$	60	0	0	0	0	0
	30	2,80	0	0	0	0
	6,6	3,67	1,00	0	0	0
	0,23	0,30	0,80	0	0	0
$40 > u \geq 5$	60	0	0,67	0	0	0
	30	0,20	0,40	0	0	0
	6,6	0	0,37	0	0	0
	0,23	0	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 2017

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado		
		Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
$u \geq 120$	60	0	0	0
	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
$120 > u > 110$	60	0,33	0	0
	30	0	0	0
	6,6	0,33	0	0
	0,23	0,10	0,10	0

No ano de 2017, em 23 pontos de rede monitorizados, registaram-se 194 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 169 na ilha da Madeira e 25 na ilha do Porto Santo. Na ilha da Madeira, identificou-se uma média de 4 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

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 2017

Ilha do Porto Santo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	6,6	3	1	0	1	0
	0,23	6	2	1	0	0
$80 > u \geq 70$	6,6	2	0	0	0	0
	0,23	1	0	0	0	0
$70 > u \geq 40$	6,6	4	1	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
$40 > u \geq 5$	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	3	0	0	0
$5 > u$	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 2017

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

Em 2017 não se registaram sobretensões nos pontos de rede monitorizados na ilha do Porto Santo, tal como foi verificado no ano anterior.

4.3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2017 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, cinco pontos da rede de 30 kV e três pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 6,6 kV. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto anual na rede BT na ilha do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

No ano de 2017, em 23 pontos de rede monitorizados, registaram-se 194 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 169 na ilha da Madeira e 25 na ilha do Porto Santo.

No que respeita às sobretensões, apenas na ilha da Madeira foram registadas sobretensões no ano de 2017.

4.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL – EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição 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 2014, passou a incluir a cobertura de, no mínimo, um barramento de MT em 40 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 EDP Distribuição, 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 realizados pela EDP Distribuição podem ser consultados através da hiperligação:

http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/natureza_tecnica/Pages/QualidadedeEnergiaElétrica.aspx

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2016 e 2017, aprovado pela ERSE, prevê a monitorização de 91 subestações AT/MT em 2017, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano prevê a abrangência de 336 PTD através de campanhas periódicas trimestrais. Os PTD selecionados estão distribuídos por 218 concelhos, dos quais, 116 concelhos apresentam um PTD abrangido, 87 concelhos apresentam dois PTD abrangidos, 14 concelhos apresentam três PTD e um concelho apresenta quatro PTD abrangidos pelo Plano.

Em 2017, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (49 barramentos) através de campanhas periódicas de duração anual;
- 61 subestações AT/MT (88 barramentos) 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 137 barramentos MT das 91 subestações de AT/MT monitorizadas registaram-se situações de não conformidade na tremulação e na distorção harmónica de tensão.

Tremulação

No que diz respeito à tremulação, num dos casos foi despoletado um estudo mais aprofundado e no outro tratou-se de situação que motivou maior vigilância por parte da EDP Distribuição.

Distorção harmónica de tensão

Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações associadas às 5.^a e 6.^a harmónicas de tensão. No que diz respeito à 5.^a harmónica de tensão, num dos casos verificou-se a amplificação desta harmónica por efeito de ressonância, tendo sido ajustado o regime de funcionamento das baterias de condensadores na respetiva subestação, de modo a evitar novas situações de não conformidade e no outro tratou-se de uma situação pontual que motivou maior vigilância. Relativamente à 6.^a harmónica de tensão, a situação despoletou um estudo mais aprofundado por parte da EDP Distribuição.

4.4.1.2 POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD, dos 119 concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registadas 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 as medidas corretivas adequadas por parte da EDP Distribuição.

Tremulação

Relativamente à tremulação, as não conformidades verificadas correspondem a situações relacionadas com variações rápidas de tensão.

Distorção harmónica de tensão

Relativamente à distorção harmónica, trataram-se de situações relativas às 5.^a e 15.^a harmónicas de tensão, bem como a harmónicas pares. No que diz respeito à 5.^a harmónica de tensão, num dos casos verificou-se a amplificação desta harmónica por efeito de ressonância, tendo sido ajustado o regime de funcionamento das baterias de condensadores na respetiva subestação. No que diz respeito à 15.^a harmónica de tensão e às harmónicas pares, as situações foram objeto de estudos mais aprofundados por parte da EDP Distribuição.

As situações de incumprimento vão ser acompanhadas pela ERSE conjuntamente com a EDP Distribuição.

4.4.2 EVENTOS DE TENSÃO

O Quadro 4-25 apresenta o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 137 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 91 subestações AT/MT, no ano 2017, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 137 barramentos MT, 19 barramentos são de 10 kV, 75 barramentos são de 15 kV e 43 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 (EDP Distribuição)

		N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado				
Tensão residual (% de U_c)	Nível 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	87,65	8,16	7,93	0,53	0,09
	15	51,49	3,05	1,72	0,44	0,03
	10	65,63	0,26	1,32	0	0
80 > u ≥ 70	30	28,86	3,28	3,09	0,23	0
	15	16,33	0,91	0,76	0,29	0
	10	13,05	0,16	0,05	0	0
70 > u ≥ 40	30	17,70	3,40	4,74	0,16	0
	15	12,89	0,96	0,61	0,11	0,01
	10	26,42	0,32	0	0	0,05
40 > u ≥ 5	30	7,65	2,44	1,21	0,07	0
	15	2,13	0,43	0,16	0	0,01
	10	1,42	0	0	0,05	0
5 > u	30	0,02	0	0,02	0	0
	15	0,03	0	0	0	0
	10	0,11	0	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados o número médio anual de cavas de tensão foi de 121 por barramento. Do número total de cavas registadas, 86% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

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 (EDP Distribuição)

		N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado		
Sobretensão (% U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0,21	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,12	0	0
	15	0,17	0	0
	10	0	0	0

U_c – Tensão declarada

Importa destacar o reduzido número 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, no presente relatório, não é apresentada 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 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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 EDP Distribuição.

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 2017, a A Celer realizou ações de monitorização da qualidade da energia na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas utilizando 3 sistemas de monitorização distintos:

- Analisador de redes com transmissão remota dos elementos registados em 3 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 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 A Celer, nas ações de monitorização efetuadas em 2017, quer através do analisador de redes instalado em 3 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 relativo à A Celer encontrava-se disponível em:

<http://www.aceler.pt/>

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

Em 2017, 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 3 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 2017, a C.E. de Loureiro selecionou os Postos de Transformação n.º 19 (Graciosa) e n.º 17 (Moura) para monitorizar. O primeiro numa zona habitacional e com uma rede de BT elevada extensão; o segundo numa das zonas industriais de Loureiro. Os resultados desta monitorização encontram-se publicados na página de internet da C. E. de Loureiro.

De acordo com a informação da C.E. de Loureiro, e no caso do PT n.º 19, verificou-se um desequilíbrio elevado nas tensões, com apenas 18% de equilíbrio conseguido no período de monitorização. Durante os primeiros 3 meses de 2018 foi efetuada nova monitorização mas não foi possível retirar os dados do analisador de redes por avaria deste. Todos os restantes parâmetros deste PT n.º 19 estavam em

conformidade com a EN 50160. Para o PT n.º 17 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização relativo à C.E. de Loureiro encontrava-se disponível em:

http://celoureiro.com/seccao.php?s=qualidade#tabs-monitorizacao2017_2018

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

Em 2017, 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 3 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 em 2017 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para os parâmetros da qualidade da energia elétrica analisados. A CEVE publicou um relatório de monitorização 2017 com os resultados da mesma.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados relativos à C.E. de Vale D'Este encontrava-se disponível em:

<http://www.ceve.pt/index.php?id=156>

4.8 REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT EM PORTUGAL CONTINENTAL – A LORD

Em 2017, 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 em três postos de transformação com recurso a analisador de redes, com transmissão remota dos parâmetros monitorizados instalado nos postos de transformação. O analisador permitiu monitorizar, pelo período mínimo de 3 meses 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 2017 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

À data da redação do presente relatório, o plano de monitorização e respetivos resultados relativo à A LORD encontrava-se disponível em:

<https://www.alord.pt/energia/qualidade-de-servico/>

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

Em 2017, 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 3 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 2017, quer através do analisador de redes instalado nos seus 2 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 relativos à CESSN encontrava-se disponível em:

<http://www.cessn.pt>

ANEXO

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	Alcácer do Sal
Alentejo Litoral	Grândola
Alentejo Litoral	Odemira
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	Silves
Algarve	São Brás de Alportel
Algarve	Tavira
Algarve	Vila do Bispo
Algarve	Vila Real de Santo António
Alto Alentejo	Alter do Chão
Alto Alentejo	Arronches
Alto Alentejo	Avis
Alto Alentejo	Campo Maior
Alto Alentejo	Castelo de Vide
Alto Alentejo	Crato
Alto Alentejo	Elvas
Alto Alentejo	Fronteira
Alto Alentejo	Gavião
Alto Alentejo	Marvão
Alto Alentejo	Monforte
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre

NUTS III	Concelho
Alto Minho	Arcos de Valdevez
Alto Minho	Caminha
Alto Minho	Melgaço
Alto Minho	Monção
Alto Minho	Paredes de Coura
Alto Minho	Ponte da Barca
Alto Minho	Ponte de Lima
Alto Minho	Valença
Alto Minho	Viana do Castelo
Alto Minho	Vila Nova de Cerveira
Alto Tâmega	Boticas
Alto Tâmega	Chaves
Alto Tâmega	Montalegre
Alto Tâmega	Ribeira de Pena
Alto Tâmega	Valpaços
Alto Tâmega	Vila Pouca de Aguiar
Área Metropolitana de Lisboa	Alcochete
Área Metropolitana de Lisboa	Almada
Área Metropolitana de Lisboa	Amadora
Área Metropolitana de Lisboa	Barreiro
Área Metropolitana de Lisboa	Cascais
Área Metropolitana de Lisboa	Lisboa
Área Metropolitana de Lisboa	Loures
Área Metropolitana de Lisboa	Mafra
Área Metropolitana de Lisboa	Moita
Área Metropolitana de Lisboa	Montijo
Área Metropolitana de Lisboa	Odivelas
Área Metropolitana de Lisboa	Oeiras
Área Metropolitana de Lisboa	Palmela
Área Metropolitana de Lisboa	Seixal
Área Metropolitana de Lisboa	Sesimbra
Área Metropolitana de Lisboa	Setúbal
Área Metropolitana de Lisboa	Sintra
Área Metropolitana de Lisboa	Vila Franca de Xira
Área Metropolitana do Porto	Arouca
Área Metropolitana do Porto	Espinho
Área Metropolitana do Porto	Gondomar
Área Metropolitana do Porto	Maia
Área Metropolitana do Porto	Matosinhos
Área Metropolitana do Porto	Oliveira de Azeméis
Área Metropolitana do Porto	Paredes
Área Metropolitana do Porto	Porto
Área Metropolitana do Porto	Póvoa de Varzim
Área Metropolitana do Porto	Santa Maria da Feira
Área Metropolitana do Porto	Santo Tirso
Área Metropolitana do Porto	São João da Madeira
Área Metropolitana do Porto	Trofa
Área Metropolitana do Porto	Vale de Cambra
Área Metropolitana do Porto	Valongo

NUTS III	Concelho
Alto Alentejo	Sousel
Área Metropolitana do Porto	Vila Nova de Gaia
Ave	Cabeceiras de Basto
Ave	Fafe
Ave	Guimarães
Ave	Mondim de Basto
Ave	Póvoa de Lanhoso
Ave	Vieira do Minho
Ave	Vila nova de Famalicão
Ave	Vizela
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
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	Vila Velha de Rodão
Beiras e Serra da Estrela	Almeida
Beiras e Serra da Estrela	Belmonte
Beiras e Serra da Estrela	Celorico da Beira
Beiras e Serra da Estrela	Covilhã
Beiras e Serra da Estrela	Figueira de Castelo Rodrigo
Beiras e Serra da Estrela	Fornos de Algodres
Beiras e Serra da Estrela	Fundão
Beiras e Serra da Estrela	Gouveia
Beiras e Serra da Estrela	Guarda
Beiras e Serra da Estrela	Manteigas
Beiras e Serra da Estrela	Meda
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	Alijó
Douro	Armamar
Douro	Carraceda de Ansiães

NUTS III	Concelho
Área Metropolitana do Porto	Vila do Conde
Douro	Mesão Frio
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Murça
Douro	Penedono
Douro	Peso da Régua
Douro	Sabrosa
Douro	Santa Marta de Penaguião
Douro	Sernancelhe
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Douro	Torre de Moncorvo
Douro	Vila Nova de Foz Côa
Douro	Vila Real
Lezíria do Tejo	Almeirim
Lezíria do Tejo	Alpiarça
Lezíria do Tejo	Azambuja
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	Ourém
Médio Tejo	Sardoal
Médio Tejo	Sertã
Médio Tejo	Tomar
Médio Tejo	Torres novas
Médio Tejo	Vila de Rei
Médio Tejo	Vila Nova da Barquinha
Oeste	Alcobaça
Oeste	Alenquer
Oeste	Arruda dos Vinhos
Oeste	Bombarral
Oeste	Cadaval
Oeste	Caldas da Rainha
Oeste	Lourinhã
Oeste	Nazaré
Oeste	Óbidos
Oeste	Peniche
Oeste	Sobral de Monte Agraço
Oeste	Torres Vedras
Região de Aveiro	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha

NUTS III	Concelho
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Lamego
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	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	Mealhada
Região de Coimbra	Mira
Região de Coimbra	Miranda do Corvo
Região de Coimbra	Montemor-o-Velho
Região de Coimbra	Mortágua
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 Leiria	Alvaiázere
Região de Leiria	Ansião
Região de Leiria	Batalha
Região de Leiria	Castanheira de Pera
Região de Leiria	Figueiró dos vinhos
Região de Leiria	Leiria
Região de Leiria	Marinha Grande
Região de Leiria	Pedrogão Grande
Região de Leiria	Pombal

NUTS III	Concelho
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro
Região de Leiria	Porto de Mós
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
Tâmega e Sousa	Amarante
Tâmega e Sousa	Baião
Tâmega e Sousa	Castelo de Paiva
Tâmega e Sousa	Celorico de Basto
Tâmega e Sousa	Cinfães
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	Resende
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	Satão
Viseu Dão Lafões	São Pedro do Sul
Viseu Dão Lafões	Tondela
Viseu Dão Lafões	Vila Nova de Paiva
Viseu Dão Lafões	Viseu
Viseu Dão Lafões	Vouzela

