

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
DO SETOR ELÉTRICO 2013**

Outubro 2014

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

NOTA DE ABERTURA

A defesa dos interesses dos consumidores, designadamente através da promoção de adequados índices de qualidade de serviço constitui um dos principais vetores da missão da ERSE. Em acréscimo, é da maior relevância o acesso à informação associada a esta temática por parte do maior número de interessados, o que potencia uma mais participada discussão da qualidade de serviço proporcionada pelos operadores económicos no setor elétrico.

O ano de 2013 destaca-se como um momento relevante na regulação da qualidade de serviço em Portugal, resultado da publicação do primeiro Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS SE) da responsabilidade da ERSE, conforme estabelecido na alteração de estatutos ocorrida em 2012.

O novo RQS SE, aprovado em outubro de 2013 pela ERSE, passou a ter uma abrangência nacional, incluindo Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores (RAA) e a Região Autónoma da Madeira (RAM) e integrou, pela primeira vez, disposições relativas aos comercializadores que atuam em regime de mercado. Este novo quadro regulamentar foi o resultado das propostas de alteração identificadas pela ERSE ao longo dos últimos anos e dos comentários e sugestões recolhidos em sede de consulta pública. O RQS SE beneficiou de contributos recolhidos de representantes dos interesses dos consumidores, especialistas, operadores das redes elétricas, comercializadores e entidades administrativas com competências no domínio da energia elétrica em Portugal continental, na RAA e na RAM.

Com a entrada em vigor deste novo regulamento, em 1 de janeiro de 2014, abrem-se novos desafios na regulação da qualidade de serviço em Portugal, que se pretende vir a traduzir num reforço da transparência do setor elétrico, através de um aumento da quantidade e profundidade da informação disponibilizada publicamente, assim como de um ajustamento da perspetiva dessa informação, cada vez mais centrada na qualidade de serviço percecionada pelos consumidores, incluindo na vertente de utilizadores das redes elétricas.

Neste sentido, o presente Relatório da Qualidade de Serviço encerra um ciclo de regulação da qualidade de serviço, com a prestação pública de informação relativa ao ano de 2013 e anterior à entrada em vigor do novo quadro regulamentar. Este relatório, publicado anualmente pela ERSE, que tem constituído um documento de referência para o acompanhamento e comunicação das tendências evolutivas da qualidade do fornecimento de energia elétrica, terá, no próximo ano, uma reestruturação na forma e no conteúdo, para o adaptar aos novos desafios, mantendo o propósito e o interesse dos anos passados e deste que agora se divulga.

É neste contexto e com este enquadramento que o Relatório da Qualidade de Serviço de 2013 constitui uma oportunidade privilegiada de convocar todos os interessados para a necessária e útil discussão sobre a construção dos relatórios de qualidade de serviço de 2014 em diante.

Vitor Santos

Presidente do Conselho de Administração da ERSE

ÍNDICE

NOTA DE ABERTURA	3
SÍNTESE.....	1
1 INTRODUÇÃO	11
2 BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE ELETRICIDADE	13
3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA.....	17
3.1 Continuidade de serviço.....	19
3.2 Qualidade da onda de tensão	21
3.3 Rede de transporte de Portugal continental Continuidade de serviço.....	23
3.4 Rede de transporte de Portugal continental Qualidade da onda de tensão	29
3.5 EDP Distribuição Continuidade de serviço	31
3.6 EDP Distribuição Qualidade da onda de tensão.....	39
3.7 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Continuidade de serviço.....	43
3.8 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Qualidade da onda de tensão	47
3.9 Região Autónoma dos Açores Continuidade de serviço	49
3.10 Região Autónoma dos Açores Qualidade da onda de tensão.....	57
3.11 Região Autónoma da Madeira Continuidade de serviço	59
3.12 Região Autónoma da Madeira Qualidade da onda de tensão.....	65
4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL	67
4.1 Ligações às redes	69
4.2 Ativação de fornecimento na baixa tensão	73
4.3 Atendimento presencial.....	75
4.4 Atendimento telefónico.....	77
4.5 Avaria na alimentação do cliente.....	79
4.6 Reposição de serviço após interrupções acidentais na rede	83
4.7 Visita combinada.....	85
4.8 Leitura do equipamento de medição	89
4.9 Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente ...	91
4.10 Reclamações	93
4.11 Pedidos de informação.....	97
4.12 Mudança de comercializador.....	99
4.13 Clientes com necessidades especiais	101

4.14	Clientes prioritários.....	103
4.15	Síntese dos indicadores gerais de qualidade de serviço comercial em 2013	105
4.16	Síntese dos indicadores individuais de qualidade de serviço comercial em 2013.....	107
5	CUMPRIMENTO DE OUTRAS OBRIGAÇÕES DE CARÁTER REGULAMENTAR	109
5.1	Caracterização da informação sobre qualidade de serviço.....	111
5.2	Relatórios da qualidade de serviço das empresas	115
6	AUDITORIAS ERSE	117
7	A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	119

SÍNTESE

O relatório da qualidade de serviço do setor elétrico, publicado anualmente pela ERSE, tem por objetivo caracterizar a qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

O relatório analisa as duas vertentes da qualidade de serviço estabelecidas nos Regulamentos da Qualidade de Serviço (RQS) deste setor, designadamente a qualidade de serviço técnica, que inclui a continuidade de serviço e a qualidade da onda de tensão, e a qualidade de serviço comercial. É também efetuada uma apreciação do conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço publicados pelas empresas e uma caracterização da informação das empresas relativa à qualidade de serviço.

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, assim como as principais atividades desenvolvidas no âmbito dos grupos de trabalho do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER - Council of European Energy Regulators) dedicados à temática da qualidade de serviço do setor elétrico.

Na sequência das alterações aos estatutos da ERSE, efetuadas em 2012, a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS SE) passou a ser uma competência da ERSE.

Como consequência dessa atribuição estatutária e dada a reconhecida necessidade de alterações ao quadro regulamentar, a ERSE publicou, em outubro de 2013, o primeiro RQS SE de sua responsabilidade.

O presente relatório será, conseqüentemente, o último a ser publicado à luz dos RQS que estiveram em vigor até 2013.

APRECIÇÃO GERAL

De uma forma geral, a qualidade de serviço verificada em 2013 manteve a tendência de melhoria registada nos últimos anos na vertente comercial, enquanto na vertente técnica se verificou um comportamento misto, influenciado pelo impacto de algumas condições atmosféricas extremas registadas.

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, apesar da continuação do esforço das empresas na melhoria do seu serviço, o ano de 2013 foi marcado pela ocorrência de condições atmosféricas desfavoráveis ao desempenho das redes. No caso da Rede Nacional de Transporte (RNT), operada pela Rede Elétrica Nacional, S. A. (REN), após um ano em que não se verificaram interrupções longas, em 2013 ocorreram 3 interrupções longas de fornecimento e 2 interrupções com duração entre 1 e 3 minutos. No entanto, a evolução dos indicadores gerais mostra que este ano correspondeu àquele

em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho desde que existem registos. Relativamente às redes de alta, média e baixa tensão operadas pela EDP Distribuição, depois de em 2012 terem sido atingidos os melhores resultados na totalidade dos indicadores gerais da continuidade de serviço desde que existem registos, verificou-se em 2013 uma redução no respetivo nível de desempenho.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2013 uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço, sendo a exceção a ilha de Santa Maria, devido a interrupções na produção por razões de segurança.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), também se verificou em 2013 uma melhoria da generalidade dos indicadores de continuidade de serviço, tendo nalguns casos sido atingidos os valores mais baixos desde que existem registos.

Ainda na vertente técnica da qualidade de serviço, refira-se que em 2013 foi reforçada a abrangência do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão na Rede Nacional de Distribuição (RND). Este esforço de alargamento da cobertura do programa de monitorização permanente é considerado pela ERSE como uma evolução positiva e identificado a nível europeu como uma prática a ser seguida por outros países.

No âmbito da qualidade de serviço comercial, os indicadores gerais mantêm, em 2013, o bom desempenho do ano passado, destacando-se as melhorias no atendimento telefónico.

De referir, porém, que nos indicadores individuais se registou em 2013 um aumento no número de incumprimentos. Por outro lado, a diminuição da diferença entre o número de compensações devidas e o número de compensações pagas evidencia maior rigor nos procedimentos de pagamento automático de compensações, havendo ainda a necessidade de diminuição dos tempos de pagamento que atualmente se verificam.

De um modo geral, a fiabilidade da informação apresentada melhorou. Além do empenho das empresas também as auditorias realizadas por estas e acompanhadas pela ERSE contribuíram para este resultado. Por outro lado, verifica-se uma estabilização na quantidade de dados reportada, faltando ainda, em 2013, o reporte de dados de entidades que nunca entregaram informação ou que deixaram de o fazer. No entanto, importa referir que estas entidades, no seu conjunto, representam menos de 0,2% do universo de clientes e que a ERSE continuará a agir de forma a fazer cumprir a regulamentação por todas as entidades, independentemente das suas dimensões.

De entre as empresas de menor dimensão, importa destacar em 2013 a Cooperativa Eléctrica de São Simão de Novais, a A Lord, e a A Celer, que publicaram pela primeira vez os respetivos relatórios da qualidade de serviço. Estes têm como objetivo a divulgação e comunicação eficaz do desempenho anual das empresas, nesta área, aos diversos públicos. Os relatórios relativos a 2013 cumprem, na

generalidade, este objetivo, havendo, no entanto, francas oportunidades de melhoria sobretudo nos relatórios estreados.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

No ano de 2013, após um ano em que não se verificaram interrupções longas, ocorreram 3 interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda 2 interrupções com duração entre 1 e 3 minutos e 3 interrupções com duração inferior a 1 minuto.

Apesar da ocorrência de interrupções de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos PdE. A evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2013 correspondeu àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 1994 a 2013.

Refira-se ainda que a “taxa combinada de disponibilidade” atingida em 2013 pelo operador da RNT, permitirá receber o valor máximo estabelecido para o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT.

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

O plano de monitorização implementado pela REN em 2013 contemplou medições em 38 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados corresponde ao mesmo número que foi registado em 2012. A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 31% dos PdE existentes. No entanto, o número de PdE em que foi garantido um período de monitorização igual ou superior a 40 semanas correspondeu a 26%.

No ano de 2013 foram apenas identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta duração e à distorção harmónica, nas 12^a e 21^a tensões harmónicas, situações serão objecto de acompanhamento pela ERSE. Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2013, o número médio de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou um aumento de 63% relativamente ao ano anterior.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

No ano de 2013, depois de em 2012 terem sido atingidos os melhores resultados na totalidade dos indicadores gerais da continuidade de serviço desde que existem registos, verificou-se uma redução no nível de desempenho das redes operadas pela EDP Distribuição. Um dos fatores que mais contribuíram para esta redução da continuidade de serviço foi a ocorrência das condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro. Atendendo a que a contribuição para a redução de desempenho das redes teve origem num conjunto limitado de incidentes, verifica-se

que os indicadores de continuidade de serviço que apresentaram maior agravamento foram os relacionados com a duração de interrupções.

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a MT, quer para a BT, nas três zonas de qualidade de serviço. O número de incumprimentos dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço aumentou 67% relativamente ao ano anterior, enquanto o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 2,45 vezes comparativamente com o valor pago em 2012. Da totalidade dos 23 969 incumprimentos registados em 2013, apenas 1 foi relativo ao número de interrupções.

Em resultado do valor verificado de energia não distribuída no ano 2013, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço conduzirá a um aumento dos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT que corresponderá a apenas 38% do valor registado em 2012.

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO – EDP DISTRIBUIÇÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão de periodicidade trimestral realizadas em 2013 abrangeram 28% das subestações de AT/MT e 0,26% dos postos de transformação de distribuição. A distribuição regional destas ações de monitorização trimestrais foi equilibrada, estando de acordo com o estabelecido no RQS Portugal continental. Dos resultados obtidos registaram-se situações pontuais de não conformidade dos valores de amplitude de tensão, de tremulação e das tensões harmónicas, situações que serão acompanhadas pela ERSE.

No ano de 2013 concluiu-se o período de 4 anos no qual o operador das redes deve efetuar monitorização da qualidade da onda de tensão nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada concelho. Concluído este período, verificou-se o cumprimento deste requisito regulamentar.

No ano de 2013, a EDP Distribuição reforçou a abrangência do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão. Relativamente ao ano anterior, verifica-se um crescimento de 40% e de 38% nos barramentos de MT e nas subestações AT/MT monitorizados, respetivamente. Este esforço de alargamento da cobertura do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão, perfazendo atualmente 11% do total de subestações AT/MT, é considerado pela ERSE como uma evolução positiva e identificado a nível europeu como uma prática a ser seguida por outros países.

No que diz respeito aos resultados do programa de monitorização permanente, registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação e das tensões harmónicas que serão objecto de acompanhamento pela ERSE.

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. De entre estes, a C. E. de S. Simão de Novais, a A Celer, a A Lord, a Cooperativa Elétrica de Loureiro e a CEVE apresentaram informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2013.

Atendendo à importância do cumprimento integral das disposições regulamentares por parte dos operadores das redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, a ERSE tem recomendado a estes operadores o envio da informação sobre a qualidade de serviço técnica à ERSE, conforme estabelecido no RQS Portugal continental.

Saliente-se que, no ano de 2013, a C. E. de S. Simão de Novais, a A Lord e a A Celer publicaram pela primeira vez o seu relatório anual de qualidade de serviço, incluindo a vertente técnica.

De referir que os operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, de acordo com o RQS Portugal continental em vigor no decorrer do ano de 2013, apenas têm de reportar o número e duração de interrupções da sua responsabilidade, não incorporando as interrupções com origem nas redes a montante. Este facto leva a que a maioria dos indicadores de qualidade de serviço técnica apresentados não reflitam a totalidade das interrupções sentidas pelos utilizadores das respetivas redes.

Apesar de, nos últimos anos, se ter verificado uma evolução qualitativa relativamente ao conteúdo da informação sobre qualidade de serviço técnica prestada à ERSE pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, atendendo a que a harmonização das metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço não atingiu ainda o nível pretendido, considera-se que não deverão ser realizadas análises comparativas do desempenho das diferentes redes.

Refira-se ainda que no âmbito dos trabalhos conducentes à publicação do novo Regulamento da Qualidade de Serviço (com entrada em vigor a 1 de janeiro de 2014), todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT assumiram com a ERSE o compromisso de passarem a cumprir a totalidade das obrigações regulamentares que se lhes aplicam.

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO – OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT

No ano de 2013, à semelhança do ocorrido no ano anterior, a CEVE foi o único operador 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.

No seus relatórios anuais, a C. E. de S. Simão de Novais, a A Celer e a Cooperativa Elétrica de Loureiro referiram que se encontram a implementar sistemas de monitorização da qualidade da onda de tensão que permitirão efetivar as respetivas ações de monitorização no decorrer do ano de 2014.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em 2013 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAA. Sendo a ilha de Santa Maria a grande exceção, já que devido a interrupções previstas na produção devidas a razões de segurança, registou valores de indicadores muito superiores aos valores registados em 2012

Tal como nos últimos anos, em 2013 todos os padrões estabelecidos para os indicadores gerais de continuidade de serviço foram respeitados.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 390 incumprimentos nas ilhas de São Miguel, Terceira, Pico e Faial, respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, resultando no pagamento de compensações aos clientes no montante de 2565 euros (em 2012 este valor foi 123 381 euros).

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2013 na RAA contemplaram medições anuais em 23 subestações e 21 PTs, cobrindo todas as ilhas do arquipélago. A taxa de conformidade geral foi de 99,9%.

Registaram-se as seguintes situações de não conformidade: tremulação na ilha do Corvo e tensão harmónica na ilha de São Miguel.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em 2013 verificou-se uma melhoria da generalidade dos indicadores de continuidade de serviço da RAM, tendo nalguns casos sido atingidos os valores mais baixos desde que existem registos. Por comparação com o ano de 2012, verificou-se que houve uma diminuição dos valores dos indicadores gerais das redes de distribuição em MT da RAM em relação aos valores do ano anterior, com exceção do END e do SAIFI MT para a ilha da Madeira.

À semelhança do sucedido nos últimos anos, em 2013 todos os padrões gerais foram cumpridos. Registaram-se incumprimentos do padrão associado ao indicador individual da rede de transporte relativo à duração total das interrupções, apenas na ilha da Madeira.

O valor das compensações pagas a clientes ascendeu a 5780 euros, valor superior a cerca de 40% em relação ao ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 28,90 euros.

QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2013 na RAM contemplaram medições anuais em 9 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do

Porto Santo (compostas por 31 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1753 PT), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

A taxa de cumprimento do plano de monitorização foi de 94% na ilha da Madeira e 90% na ilha do Porto Santo, enquanto a taxa de conformidade geral foi de 98,6% para a ilha da Madeira e de 100% para a ilha de Porto Santo.

No ano de 2013, em 36 pontos de rede monitorizados, registaram-se 312 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 6,6, 30 e 60 kV. A totalidade destas cavas ocorreu na ilha da Madeira.

LIGAÇÕES ÀS REDES E ATIVAÇÕES

Estas atividades dos operadores das redes consistem na apresentação de orçamento e construção de ramal (ligações às redes) e no início do fornecimento (ativações). Estão definidos três indicadores para estas atividades, tendo-se verificado que as empresas cumpriram os padrões.

COMUNICAÇÃO COM O CLIENTE

Os Regulamentos da Qualidade de Serviço estabelecem diversos indicadores que se destinam a avaliar os tempos de espera e os prazos de resposta das empresas nas diversas vertentes de interação com os seus clientes.

No que respeita ao tempo de espera no atendimento presencial, registou-se um cumprimento generalizado do padrão, mantendo-se o desempenho global verificado do ano anterior.

No atendimento telefónico, verifica-se uma recuperação por parte da EDP Serviço Universal. As restantes empresas cumpriram o padrão do indicador geral.

Quanto aos tempos de resposta aos pedidos de informação, verificou-se o cumprimento do padrão pelas empresas, tendo-se reduzido o número de pedidos de informação face ao ano anterior. Os principais temas alvo de pedidos de informação voltaram a ser a faturação, a cobrança e questões contratuais.

De destacar negativamente que as empresas ainda não dispõem de informação que permita aferir na íntegra o cumprimento do disposto no regime jurídico dos *call centres*. A ERSE recomendou às empresas que rapidamente adotem procedimentos que permitam a verificação do cumprimento de todas as disposições legais deste regime. A EDP Distribuição informou que disporá destes dados em 2014.

Acerca das reclamações, na grande maioria das situações estas são respondidas em menos de 15 dias úteis. No conjunto das empresas, verificou-se um número de sete reclamações apresentadas por cada mil clientes, à semelhança de 2012. Os assuntos mais reclamados foram a faturação, o atendimento, os

relacionados com as redes e as características técnicas da tensão e os relacionados com o funcionamento do equipamento de medição.

LEITURAS DE CONTADORES E DESLOCAÇÕES ÀS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES

O desempenho das empresas quanto à periodicidade de leituras dos contadores foi, genericamente, positivo, sendo o número de incumprimentos verificados reduzido. Registou-se, um aumento da proporção de incumprimentos face ao total de leituras, situação regularizada no final de 2013.

Relativamente às avarias na alimentação individual das instalações dos clientes, que habitualmente obrigam a uma deslocação do operador da rede, continuou a verificar-se um elevado número de situações em que a responsabilidade pela avaria é do cliente (37%). A ERSE tem recomendado às empresas que melhorem o nível de informação aos clientes aquando das comunicações de avaria, nomeadamente despistando eficazmente aquelas que não necessitam de deslocação, de modo a promover a gestão eficiente das equipas de assistência técnica dos operadores da rede de distribuição.

Nas visitas combinadas às instalações dos clientes destaca-se, tal como em anos anteriores, o elevado número de incumprimentos por parte dos clientes (16%) e a opção, por parte dos operadores das redes, de não cobrar a maioria das compensações devidas pelos clientes. A ERSE reforçou a recomendação de as empresas adotarem procedimentos que evitem estas situações, designadamente o recurso a meios de comunicação que alertem os clientes para as visitas combinadas e para as consequências do incumprimento do intervalo de tempo acordado para a sua realização. Nesse sentido, a EDP Distribuição desenvolveu em 2013 aplicações de interação com os clientes através de sms, precisamente no sentido de reduzir o número de situações em que os clientes estão ausentes nos horários acordados para as visitas combinadas e dar informação ao cliente sobre o estado da resposta à sua comunicação de avaria, incluindo a previsão da chegada ao local. A ERSE recomendou também que se reforce o rigor da cobrança de compensações para os clientes que ainda assim incumprem.

No que respeita ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, o número de incumprimentos foi reduzido, tendo sido efetuados os pagamentos das compensações devidas.

MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A mudança de comercializador envolve várias entidades em diversas fases, nomeadamente o contacto entre o cliente e o novo comercializador, a tramitação por parte desse comercializador do pedido de mudança, os procedimentos realizados pelo gestor do processo de mudança de comercializador, assim como interações, quando necessário, com o operador de rede respetivo e o comercializador cessante.

A mudança de comercializador é avaliada nos termos do RRC no que se refere ao desempenho do gestor do processo de mudança de comercializador, através do tempo médio. Assim, este tempo médio constitui uma parcela do tempo total exigido por um processo de mudança. O RQS atualmente em vigor estabelece que a aferição do indicador deverá ter em conta, além dos procedimentos de gestão do processo de mudança, a atuação dos diferentes comercializadores.

O tempo médio de mudança de comercializador verificado foi de 2 dias, mantendo o desempenho de anos anteriores.

CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

O número de clientes com necessidades especiais aumentou em relação ao ano anterior, em particular o daqueles com limitações da mobilidade.

O reduzido número de clientes prioritários, que se verifica há vários anos, levou a ERSE a dispensar a necessidade de iniciativa do cliente para o registo, conforme o RQS SE em vigor em 2014.

1 INTRODUÇÃO

O relatório da qualidade de serviço do setor elétrico da ERSE encontra-se previsto nos Regulamentos da Qualidade de Serviço (RQS), aplicáveis a Portugal continental, à Região Autónoma da Madeira e à Região Autónoma dos Açores, e tem os seguintes objetivos principais:

- Caracterizar a qualidade de serviço no setor elétrico, desde o transporte de eletricidade à sua comercialização.
- Analisar o cumprimento das disposições regulamentares por parte de cada um dos agentes do setor, no que respeita à qualidade de serviço.

Este relatório resulta do acompanhamento que a ERSE realiza ao longo do ano sobre esta temática, destacando-se as seguintes atividades:

- Reuniões regulares com as empresas.
- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas.
- Análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas.
- Realização de ações de formação para consumidores, incluindo sobre qualidade de serviço, integradas no Programa ERSEFORMA.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes.
- Realização de ações de inspeção e auditoria sobre informação de qualidade de serviço às empresas.
- Participação no grupo de trabalho de Qualidade de Serviço do CEER.

Para além deste capítulo introdutório, o relatório está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Breve caracterização do setor elétrico.
- Capítulo 3 – Conjunto de fichas com a caracterização e avaliação dos diversos aspetos que integram as vertentes da qualidade de serviço, bem como avaliação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas previstos no RQS.

A estrutura adotada este ano segue a estabelecida no relatório relativo a 2011, que reformulou a estrutura anteriormente utilizada pela ERSE. O formato de ficha e a utilização de linguagem simples e direta pretende facilitar a leitura a públicos menos familiarizados com estas temáticas, potenciando a divulgação e escrutínio da informação que se publica.

A informação apresentada neste relatório foi prestada à ERSE pelas empresas.

De referir ainda que, no ano de 2012, a aprovação do RQS do setor elétrico passou a integrar as competências da ERSE¹. Assim, após um período preparatório que beneficiou de um conjunto alargado de contactos com representantes dos interesses dos consumidores, especialistas, operadores das redes elétricas, comercializadores e entidades oficiais em Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira, em 30 de outubro de 2013, na sequência da 43.ª Consulta Pública, a ERSE aprovou o Regulamento n.º 455/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e o respetivo Manual de Procedimentos, a Diretiva n.º 20/2013, que aprova os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço e a Diretiva n.º 21/2013, que aprova os prazos para a classificação de Eventos Excepcionais e para o envio de informação à ERSE.

Como consequência da entrada em vigor do novo RQS SE em 1 de janeiro de 2014, o relatório da Qualidade de Serviço do setor elétrico 2013 corresponderá à última versão deste relatório a ser publicada ao abrigo dos RQS de Portugal continental, publicado em 2006, RQS da RAA e RQS da RAM, publicados 2004.

¹ Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2 BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE ELETRICIDADE

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. Neste âmbito, as atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica foram concessionadas a empresas que se dedicam em exclusivo a estas atividades, enquanto 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, não havendo obrigação de separação jurídica entre atividades. Também a atividade de produção é assegurada, no caso da RAA exclusivamente, no caso da RAM maioritariamente, pela mesma empresa.

Empresas que atuam no SEN, no âmbito de atividades reguladas

Sistema elétrico	Entidade	Nome abreviado	Funções
RAA	EDA - Electricidade dos Açores	EDA	PRO, ORT, ORD, CUR
RAM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira	EEM	PRO, ORT, ORD, CUR
	EDP Distribuição	EDP Distribuição	ORD
	EDP Serviço Universal	EDP Serviço Universal	CUR
	Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR
	A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR
	Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR
Portugal Continental	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
	CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este	CEVE	ORD, CUR
	Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica	Cooproriz	ORD, CUR
	A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR
	Junta de Freguesia de Cortes do Meio	J. F. de Cortes do Meio	ORD, CUR
	REN - Rede Eléctrica Nacional	REN	ORT

PRO – 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 eletroprodutoras, que podem ser térmicas (queimando, por exemplo, gás natural, carvão, gasóleo ou resíduos), hídricas ou utilizando outros recursos renováveis (por exemplo, o vento). 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

Genericamente, a energia produzida nas centrais eletroprodutoras é encaminhada para a rede de transporte, que a entrega às redes de distribuição, em níveis de tensão mais baixos, para satisfação das necessidades dos consumidores. No caso de Portugal continental a rede de transporte encontra-se interligada à rede de transporte espanhola, tornando possíveis intercâmbios de energia elétrica entre os dois países. 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 maioritariamente por linhas aéreas, nos níveis de tensão de 400 kV, 220 kV e 150 kV. A rede de transporte engloba ainda troços em cabo subterrâneo, explorados a 220 kV e 150 kV.

Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2434
220	3565
150	2734
Total	8733
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	13 410
MAT/AT	21 254
Total	34 664
Pontos de Entrega (PdE)	
80	

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 existe rede de transporte em três das nove ilhas.

Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira

Região Autónoma	Ilha	Linhas (km)		Subestações		Pontos de Entrega
		Nível de tensão (kV)		Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)	
		60	30			
Açores	São Miguel	95	2	AT/MT	218	8
	Terceira	0	67	MT/MT	74	4
	Pico	0	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	74	383	AT/MT	345	49
				MT/MT	238	
	Porto Santo	-	15	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 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.

Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental

ORD	Rede de distribuição			Número de PT	Número de PdE
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	8779	524	66 023	6 080 000
	MT	58 195	16 044		
	BT	108 197	33 127		
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	n.d.
A Celer	BT	141	22	44	4154
A Lord	BT	138	19	41	4449
C. E. de Loureiro	BT	63	6	19	2068
C. E. S. Simão de Novais	BT	128	5	30	3251
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	13	n.d.
CEVE	BT	273	40	86	8891
Coopriz	BT	n.d.	n.d.	24	n.d.
A. E. Moreira de Cónegos	BT	n.d.	n.d.	17	n.d.
J. F. de Cortes do Meio	BT	n.d.	n.d.	4	n.d.

n.d. – informação não disponível

Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira

Ilha	Rede de distribuição			Número de PT	Número de PdE
	Nível de tensão	Área (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	60	19	82	3716
São Miguel	MT	420	257	862	62 162
Terceira	MT	246	88	433	27 103
Graciosa	MT	56	8	67	3216
São Jorge	MT	121	6	95	5748
Pico	MT	159	24	170	9318
Faial	MT	91	43	134	7887
Flores	MT	64	12	49	2416
Corvo	MT	0	1	1	270
Madeira	MT	498	749	1615	137 278
	BT	2952	904		
Porto Santo	MT	17	57	88	4 786
	BT	46	71		

COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A atividade de comercialização assegura a venda por grosso e a retalho de energia elétrica.

Os comercializadores de último recurso estão sujeitos a um regime de tarifas e preços regulados pela ERSE. Em Portugal continental, com o processo de extinção de tarifas reguladas, a ERSE aprovará até final do período transitório as respetivas tarifas transitórias a aplicar pelos comercializadores de último recurso.

Esta atividade é desenvolvida por treze empresas, a EDP Serviço Universal e os 10

comercializadores de energia elétrica exclusivamente em BT em Portugal continental (que são simultaneamente operadores de redes de distribuição).

Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira esta atividade é assegurada pela EDA e pela EEM, respetivamente. Nestas regiões irá manter-se a tarifa regulada.

O número de clientes no final de 2013 de cada um dos comercializadores de último recurso é apresentado no quadro seguinte. Nas regiões autónomas, o número de clientes coincide com o número de pontos de entrega apresentado nas tabelas acima, uma vez que não há outros comercializadores em atividade.

Comercializador de último recurso	Número de clientes
EDA	121 836
EDP Serviço Universal	3 806 832
EEM	142 064
A Celer	4 154
A E. Moreira de Cónegos	ND
A Lord	4 429
C. E. de Loureiro	2 060
C. E. de Vilarinho	1 483
C. E. S. Simão de Novais	3 251
C. P. de Valongo do Vouga	ND
CEVE	8 891
Coopriz	1 900
J. F. de Cortes do Meio	ND

ND – informação não disponível

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

Os comercializadores em regime de mercado desenvolvem a sua atividade em regime de preços livres.

O número de clientes no final de 2013 de cada comercializador em regime de mercado é apresentado no quadro seguinte.

Comercializador	Número de clientes
EDP Comercial	1 910 846
Endesa	163 726
Galp Power	115 214
Gas Natural Fenosa	15 282
Iberdrola	63 868
Outros	179

Outros: Axpo, Nexus, Fortia, Enforcesco, Enat, Audax.

3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

3.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que não há fornecimento de energia elétrica, isto é, situações em que a ocorrência de incidentes nas redes originam interrupções de serviço aos pontos de entrega (PdE) dessa rede, sejam clientes ou 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 à rede de distribuição em BT. Para o efeito, estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto. De acordo com o estabelecido regulamentarmente, só são consideradas as interrupções com duração superior a 3 minutos (interrupções longas).

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. Os regulamentos estabelecem os indicadores apresentados de seguida, que se aplicam às redes indicadas no quadro.

- Energia Não Fornecida (ENF): valor estimado de energia não fornecida nos PdE da rede de transporte devido a interrupções de fornecimento. 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 fornecida expectável (isto é, caso não se tivesse verificado qualquer interrupção).
- Energia Não Distribuída (END): valor estimado de energia não distribuída nos PdE devido a interrupções de fornecimento.
- Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI): representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada das redes de distribuição.

- Frequência Média de Interrupções do Sistema (SAIFI): representa o número médio de interrupções verificadas nos PdE.
- Duração Média das Interrupções do Sistema (SAIDI): representa a duração média das interrupções verificadas nos PdE.
- Tempo Médio de Reposição do Serviço (SARI): representa o tempo médio de reposição de serviço.

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

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

- Frequência das interrupções: número de interrupções sentidas na instalação de cada cliente em cada ano.
- Duração total das interrupções: duração das interrupções sentidas na 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 longas, excluindo as interrupções causadas por casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.), razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, acordo com o cliente e por facto imputável ao cliente.

Os c.f.f.m. são situações consideradas exteriores, imprevisíveis e irresistíveis e por isso excluídas da aplicação dos regulamentos da qualidade de serviço. No entanto, a sua ocorrência, para níveis elevados de impacto na

rede, obriga os operadores das redes a enviar à ERSE relatórios com evidências quanto à justificação da sua classificação, bem como o impacto em termos da qualidade de serviço prestada e de clientes afetados.

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. O pagamento da referida compensação tem de ocorrer durante o primeiro trimestre do ano seguinte àquele em que ocorreu o incumprimento. De acordo com os regulamentos, sempre que o montante das compensações individuais a pagar for inferior a 0,50 euros deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço de investimentos para a melhoria da qualidade de serviço nas zonas afetadas.

3.2 QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Os consumidores de energia elétrica fornecidos a partir das redes de transporte e 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 nos regulamentos da qualidade de serviço 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.

Com o objetivo de verificar se a qualidade da onda de tensão nos PdE respeita os limites estabelecidos, os operadores das redes de transporte e de distribuição devem desenvolver um plano de monitorização das seguintes características da tensão:

- Frequência;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Tremulação (*flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica.

3.3 REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

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

Analisa-se, em seguida, o desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço. Este desempenho é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE, SAIFI, SAIDI e SARI, e da comparação com os padrões individuais de continuidade de serviço.

De acordo com o estabelecido no RQS Portugal continental em vigor durante o ano de 2013, a

avaliação do desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço apenas considera as interrupções longas (duração superior a 3 minutos).

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

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

CARACTERIZAÇÃO

Interrupções de fornecimento

No ano de 2013 ocorreram 8 interrupções de fornecimento, afetando 6 dos 80 PdE existentes na RNT no final do ano. Contrariamente ao que havia sucedido em 2012, no ano de 2013 ocorreram interrupções de fornecimento longas (duração superior a 3 minutos), tendo o seu número correspondido a 3. Para além destas interrupções longas de fornecimento, ocorreram ainda 2 interrupções com duração entre 1 e 3 minutos e 3 interrupções com duração inferior a 1 minuto.

A totalidade da Energia Não Fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções

com origem nesta rede (ENF₁) foi de 11,1 MWh em 2013. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi de aproximadamente 82%.

O quadro seguinte apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2013 por PdE da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF₁.

A ENF₁ corresponde à estimativa da energia não fornecida aos PdE 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 PdE da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções				Duração Total das Interrupções (min)				ENF ₁ (MWh)			
Designação	Un (kV)	t < 1min	1min ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total	t < 1min	1min ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total	t < 1min	1min ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total
Luzianes (Refer)	150	1			1	0,80			0,80	0,00			0,00
Subestação de Ruivães	150		1		1		2,90		2,90		1,70		1,70
Neves Convo (Somincor)	150			1	1			3,30	3,30			1,70	1,70
Subestação do Alqueva	60			1	1			8,00	8,00			0,50	0,50
Subestação de Sines	60	2	1		3	1,00	1,20		2,20	0,30	0,50		0,80
Subestação de Riba D'Ave	60			1	1			4,30	4,30			6,40	6,40
Total		3	2	3	8	1,80	4,10	15,60	21,50	0,30	2,20	8,60	11,10
Total (%)		37,5	25,0	37,5	100	8,4	19,1	72,6	100	2,7	19,8	77,5	100

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 PdE da rede de transporte. Em 2013, essa duração de interrupções foi de 0,2 minutos, a qual correspondeu a uma Energia Não Fornecida de 0,2 MWh.

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2013, se terem registado interrupções de longa duração em PdE, estes padrões foram totalmente cumpridos. Não se registam incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da RNT desde 2004.

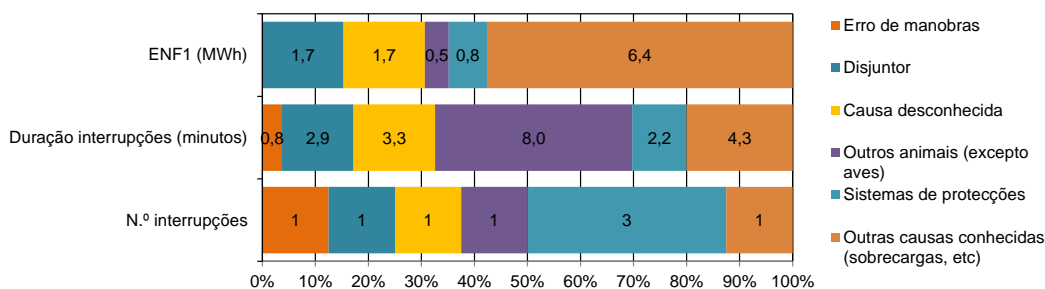
No quadro que se segue é apresentada uma descrição sucinta das 3 interrupções longas registadas em 2013.

Ocorrência (Data)	Causa	ENF ₁ (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
06/05/2013	A linha Ourique - Neves Corvo de 150 kV foi sede de um defeito na fase 8 que foi eliminado em 110 ms pelo disparo trifásico da linha.	1,7	3,3
20/05/2013	Na subestação de Alqueva ocorreu um defeito na fase 8 do barramento 2 de 60 kV que foi eliminado em cerca de 65 ms pela proteção diferencial de barramento donde resultou a interrupção da ligação à subestação da Caeira. Este incidente teve origem num animal.	0,5	8,0
27/09/2013	Na subestação de Riba D' Ave, com origem na explosão do transformador de tensão (TT) da fase 4 de barras 2 (400 kV), ocorreu um defeito monofásico na referida barra que foi eliminado em 42ms pelo disparo da proteção diferencial de barras 2, retirando de serviço todos os painéis aí ligados. Devido aos fragmentos projetados pela explosão do TT de barras 2, cerca de 360 ms depois, deu-se o contornamento da fase 4 de barras 1 de 400 kV; defeito este eliminado em cerca de 60 ms pelo disparo da proteção diferencial de barras 1, retirando de serviço todos os painéis aí ligados	6,4	4,3

Apresentam-se em seguida as causas de todas as interrupções de fornecimento verificadas em

2013, assim como o respetivo impacto em termos de número e de duração das interrupções e ENF₁.

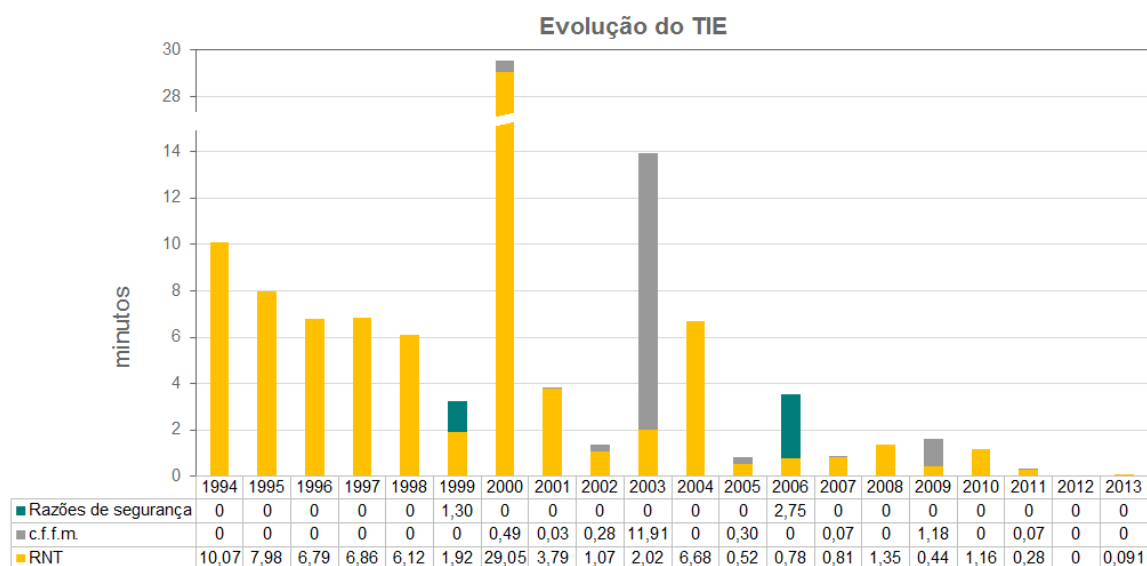
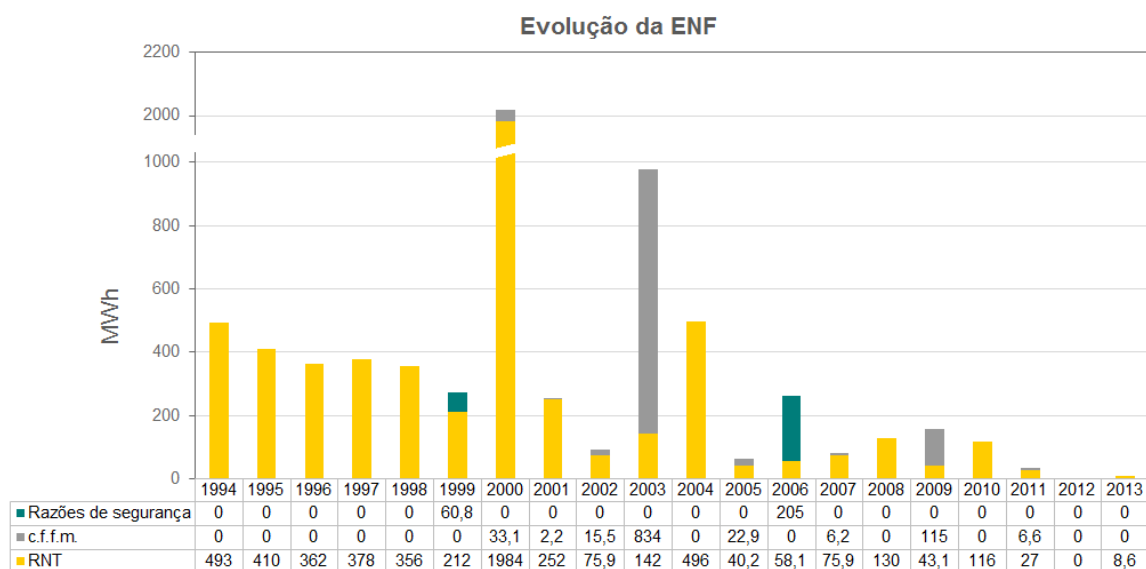
Causas das Interrupções na RNT

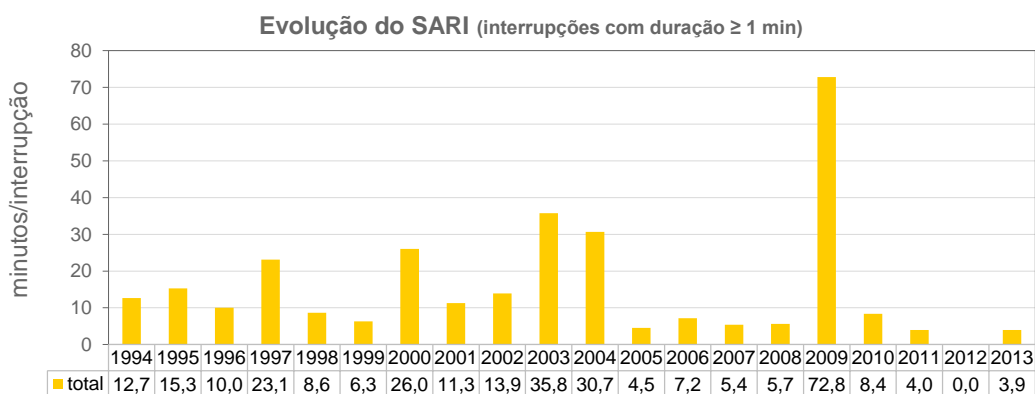
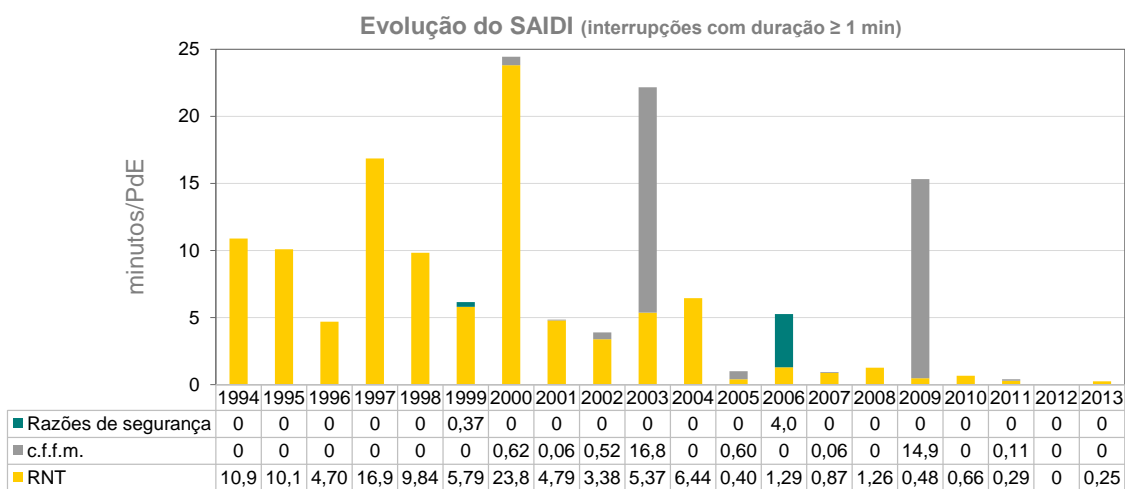
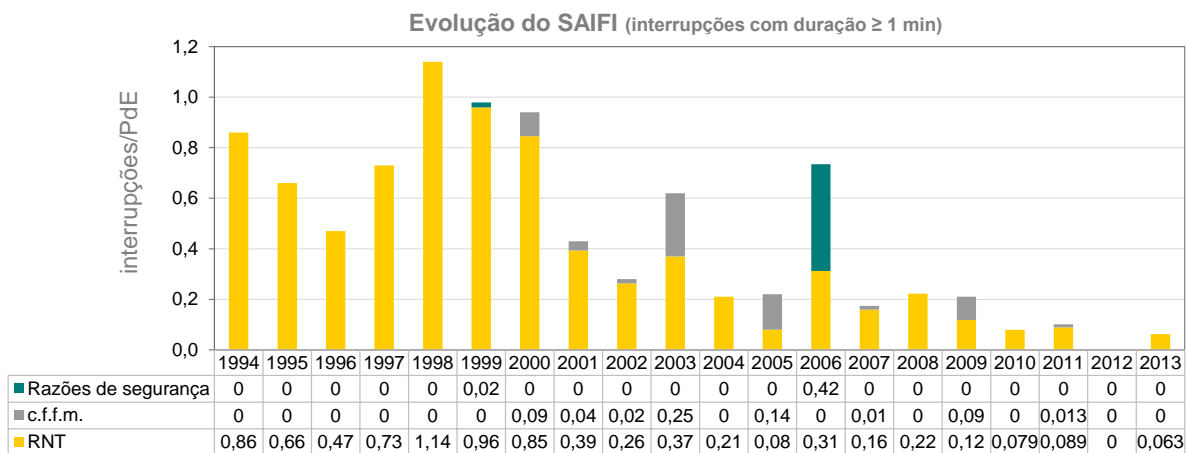


Das 8 interrupções de fornecimento registadas na RNT em 2013, a atuação dos sistemas de proteção correspondeu à causa que apresentou maior frequência de ocorrências. No entanto, para efeitos do valor anual da Energia Não Fornecida, o maior contributo resultou de um incidente com origem na explosão de um transformador de tensão na subestação de Riba D’Ave, ocorrido a 27 de setembro.

Indicadores gerais

Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, apresenta-se nas figuras seguintes a evolução entre os anos de 1994 a 2013 dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF e TIE, para as interrupções longas, e SAIFI, SAIDI e SARI, para interrupções com duração maior ou igual a 1 minuto.





Após, no ano anterior, se ter verificado a inexistência de interrupções longas, a evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2013 corresponde àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o

período de 1994 a 2013, demonstrando-se assim o grau de robustez atingido por esta rede.

Apresentam-se em seguida os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2013, desagregados de acordo com a duração das interrupções (breves e longas).

Indicador geral	Duração das interrupções			
	t≤3 min		t>3min	
ENF₁ (MWh)	2,50	22,5%	8,60	77,5%
TIE (minutos)	0,03	22,5%	0,09	77,5%
SAIFI (interrupções/PdE)	0,063	62,5%	0,038	37,5%
SAIDI (minutos/PdE)	0,074	27,4%	0,195	72,6%
SARI (minutos/interrupção)	2,65	n.a.	0,0	n.a.

No seguimento do que vem sendo praticado pela empresa concessionária da RNT, em 2013 foi reportada informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha, com desagregação por nível de tensão, conforme se apresenta no quadro seguinte.

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	1,72	2,36
220 kV	1,99	
400 kV	3,62	

Verifica-se que o número de defeitos elétricos por 100 km registado a nível global da RNT em 2013 apresenta um aumento de 31% relativamente ao ano anterior. O nível de tensão que mais contribuiu para este aumento foi 400 kV, que em 2013 duplicou o número de defeitos elétricos por 100 km registado no ano de 2012. Por outro lado, o indicador para o nível de tensão 150 kV apresentou uma redução de 22% face ao ano anterior.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2013, após um ano em que não se verificaram interrupções longas, ocorreram 3 interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda 2 interrupções com duração entre 1 e 3 minutos e 3 interrupções com duração inferior a 1 minuto.

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

Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

A “taxa combinada de disponibilidade” definida no mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT registada em 2013 foi de 98,89%, superior ao valor de referência, 97,5% e correspondeu ao melhor valor atingido desde o início da aplicação do mecanismo de incentivo. Este valor reflete a melhoria do desempenho da RNT relativa à disponibilidade combinada dos seus elementos ocorrida em 2013, quando se compara com 97,83%, 97,78%, 98,06% e 98,49% registadas respetivamente em 2009, 2010, 2011 e 2012.

Como resultado da “taxa combinada de disponibilidade” atingida em 2013, o operador da rede de transporte verá em 2015 os seus proveitos permitidos acrescidos em 1 milhão de euros, valor correspondente ao máximo estabelecido para o mecanismo de incentivo.

A evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2013 correspondeu àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 1994 a 2013.

Refira-se ainda que a “taxa combinada de disponibilidade” atingida em 2013 pelo operador da RNT, permitirá receber o valor máximo estabelecido para o respetivo mecanismo de incentivo.

3.4 REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

ENQUADRAMENTO

Em condições normais de exploração, a onda de tensão caracteriza-se por uma senoide com frequência e amplitude que se deverão manter constantes ao longo do tempo. Existe, no entanto, um conjunto de fenómenos que ocorrem durante a operação e exploração das redes de energia elétrica que poderão introduzir alterações às características nominais da onda de tensão, tenham elas origem na própria rede ou em instalações de clientes. O RQS Portugal continental estabelece as características que a onda de tensão deve respeitar nos pontos de entrega da rede de muito alta tensão (MAT).

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, tais como frequência, valor eficaz da tensão e respetivas perturbações, como sejam cavas de tensão, tremulação (*flicker*), desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica.

A REN, enquanto concessionária da RNT desenvolveu um programa de monitorização da qualidade da onda de tensão para o ano de 2013, apresentando-se em seguida os principais resultados desse programa.

CARACTERIZAÇÃO

O programa de monitorização implementado pela REN durante 2013 contemplou medições em 38 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados corresponde ao mesmo número que foi realizado em 2012.

No ano de 2013, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 25 PdE, o correspondente a 31% dos PdE existentes. O período de monitorização das unidades permanentes esteve compreendido entre as 34 e as 52 semanas, sendo que apenas 21 PdE tiveram monitorização durante um período igual ou superior a 40 semanas. A justificação para a redução do número de semanas de monitorização em alguns PdE está associada a anomalias registadas na exploração do sistema de medição, recolha e tratamento de informação.

No que diz respeito às ações de monitorização da qualidade da onda de tensão não permanente (duração prevista de 4 semanas),

abrangeram um total de 14 PdE em 2013 (para além destes, foi ainda monitorizado um conjunto alargado de pontos internos da rede). O período destas ações de monitorização variou entre as 4 e as 6 semanas.

Das ações de monitorização realizadas, identificaram-se incumprimentos dos valores regulamentares na severidade de tremulação de curta duração em 2 PdE, designadamente nas subestações do Carregado e de Rio Maior. Relativamente à distorção harmónica, identificaram-se 2 PdE com incumprimento dos valores regulamentares, designadamente as subestações de Vermoim na 12ª harmónica e de Alto Mira na 21ª harmónica.

De acordo com o referido pela REN, a maioria das situações de incumprimento dos limites de tremulação têm origem em clientes de MAT e na rede de transporte de Espanha, enquanto que os incumprimentos dos limites da distorção harmónica têm origem em redes a jusante dos PdE.

Número médio de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado						
Tensão Residual (% de Uc)	Duração (s)					
]0,01 ; 0,1]]0,1 ; 0,25]]0,25 ; 0,5]]0,5 ; 1]]1 ; 3]]3 ; 20]
90 > U ≥ 80	41,48	9,90	2,81	0,90	0,95	
80 > U ≥ 70	13,86	5,38	1,14	0,57	0,33	
70 > U ≥ 60	7,33	2,67	0,67	0,24	0,19	0,048
60 > U ≥ 50	4,67	2,19	0,38	0,19	0,10	0,095
50 > U ≥ 40	1,43	1,43	0,52	0,14	0,10	
40 > U ≥ 30	0,57	0,24	0,14	0,048	0,048	
30 > U ≥ 20	0,14	0,19	0,29		0,10	
20 > U ≥ 10	0,10	0,10				
10 > U ≥ 1						

Uc – Tensão declarada

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.

Relativamente à monitorização das cavas de tensão, o seu registo foi considerado nos 21 PdE com monitorização permanente em que o período de monitorização foi igual ou superior a 40 semanas. O quadro seguinte apresenta a caracterização do número médio de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado, agregadas por intervalos de duração e profundidade da cava.

Em 2013, nos 21 PdE monitorizados em permanência registou-se uma média de 102

cavas de tensão por PdE monitorizado. Este valor compara com o valor médio de 63 cavas de tensão por PdE monitorizado registado em 2012. Das 2 135 cavas de tensão registadas em 2013, cerca de 90% teve uma duração inferior a 0,25 segundos e cerca de 87% provocou uma variação na amplitude inferior a 40% da tensão declarada.

De referir que os resultados apresentados para o número de cavas de tensão registadas por PdE na RNT não devem ser utilizados para comparação direta com os resultados de outros países, uma vez que o RQS em vigor estabelece um método para determinação da duração da cava polifásica equivalente apenas adotado em Portugal e que não está de acordo com o estabelecido nas normas internacionais.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização implementado pela REN em 2013 contemplou medições em 38 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados corresponde ao mesmo número que foi registado em 2012.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 30% dos PdE existentes. No entanto, o número de PdE em que foi garantido um período de monitorização igual ou superior a 40 semanas correspondeu a 26%.

No ano de 2013 foram apenas identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta duração e à distorção harmónica, nas 12^a e 21^a tensões harmónicas. No entanto, estas situações serão objecto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2013, o número médio de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou um aumento de 63% relativamente ao ano anterior.

3.5 EDP DISTRIBUIÇÃO | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Qualidade de Serviço de Portugal continental (RQS Portugal continental), para efeitos de avaliação do desempenho das redes, estabelece a obrigatoriedade de determinação dos indicadores gerais END, TIEPI, SAIDI MT e SAIFI MT para as redes de média tensão (MT) e SAIDI BT e SAIFI BT para as redes de baixa tensão (BT), discriminando as interrupções previstas e as acidentais. A descrição de cada um destes indicadores é feita no capítulo referente à Qualidade de Serviço Técnica | Continuidade de Serviço.

Em seguida, analisa-se o desempenho da rede de distribuição da EDP Distribuição em termos de continuidade de serviço. Nesta análise são consideradas as interrupções longas (de duração superior a 3 minutos) incluindo, para efeitos de determinação dos indicadores, todos os incidentes que causaram interrupções, em

linha com o princípio adotado desde sempre pela ERSE.

Na caracterização da continuidade de serviço da rede de distribuição apresenta-se o valor dos indicadores registados nos diversos distritos de Portugal continental e na totalidade da rede da EDP Distribuição, com discriminação das interrupções previstas e acidentais e evidenciando, no caso das interrupções acidentais, a contribuição das interrupções devidas a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.). Os distritos encontram-se ordenados por ordem alfabética.

Da análise do desempenho da rede de distribuição em termos de continuidade de serviço faz ainda parte a evolução anual dos indicadores gerais, com discriminação das interrupções previstas e acidentais, do ano de 2003 ao ano de 2013.

CARACTERIZAÇÃO

Após, em 2012, terem sido atingidos os melhores resultados na totalidade dos indicadores gerais da continuidade de serviço desde que existem registos, verificou-se no ano de 2013 uma redução no nível de desempenho das redes operadas pela EDP Distribuição como consequência das condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro.

Assim, em 2013, o valor total de END foi de 14 113 MWh e o valor total de TIEPI foi de 198,27 minutos, valores cerca de 3,4 vezes superiores aos registados em 2012. Para este valor de END, as interrupções acidentais contribuíram 99,9% e, em particular, as devidas a c.f.f.m., cerca de 69%.

Atendendo a que a contribuição para a redução de desempenho das redes teve origem num

conjunto limitado de incidentes, verifica-se que os indicadores de continuidade de serviço relacionados com a duração de interrupções foram os que apresentaram um maior agravamento em 2013. Este foi o caso do SAIDI MT que registou o valor de 293,17 minutos e do SAIDI BT que registou o valor de 260,26 minutos. Este aumento de, respetivamente, 235% e 173% em relação ao verificado em 2012, resulta no essencial dos incidentes dos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro.

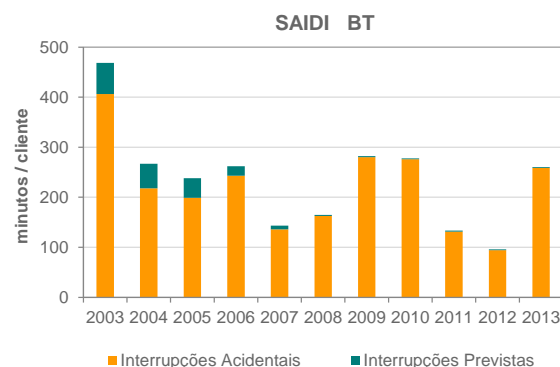
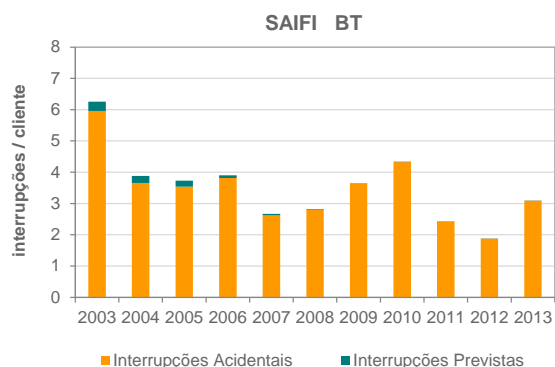
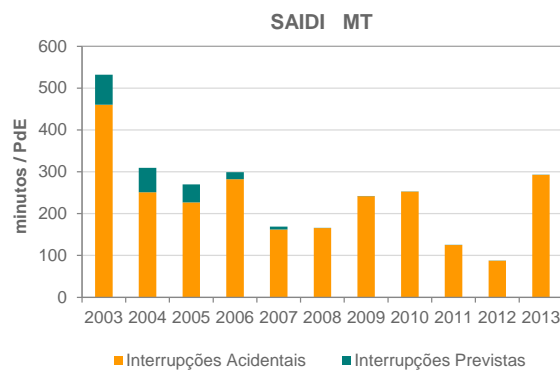
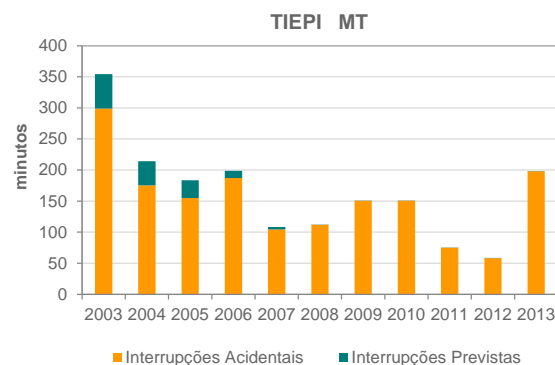
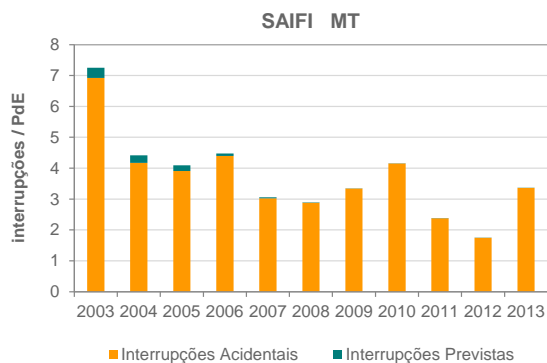
Por seu lado, os indicadores de continuidade de serviço relacionados com o número de interrupções, apesar de apresentarem um agravamento face a 2012, a sua deterioração foi inferior à dos indicadores de duração de interrupções. No caso do SAIFI MT, o valor de 3,36 interrupções registado em 2013 correspondeu a um aumento de 92%

relativamente ao ano anterior, enquanto no caso do SAIFI BT, o valor de 3,09 interrupções representou um aumento de 64% face a 2012.

Apresenta-se nas figuras 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 das interrupções previstas e acidentais, do ano de 2003 ao ano de 2013.

De acordo com os dados disponibilizados no relatório anual da EDP Distribuição, na rede AT, excluindo as consequências dos incidentes de 19 de janeiro e 24 de dezembro, as interrupções de curta duração verificadas em 2013 corresponderam a 66% do total das 851 interrupções acidentais e previstas que afetaram clientes. Das interrupções de curta duração que afetaram clientes, 62% deram origem a religações automáticas. Recorde-se que, de acordo com o RQS Portugal continental, as interrupções de curta duração não são

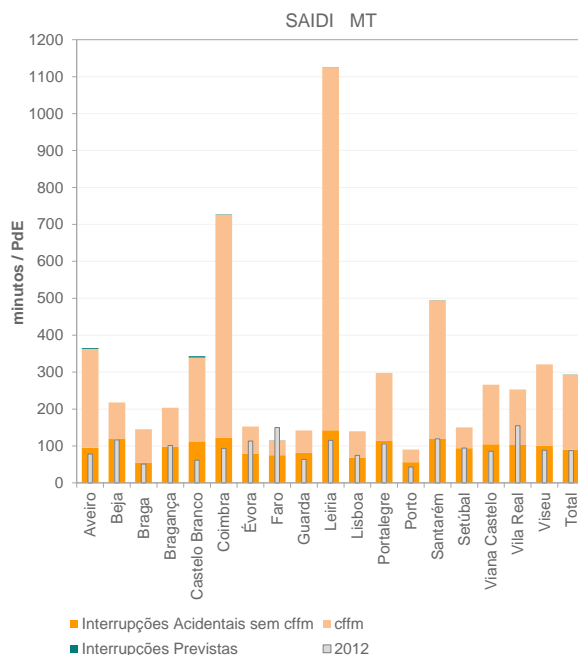
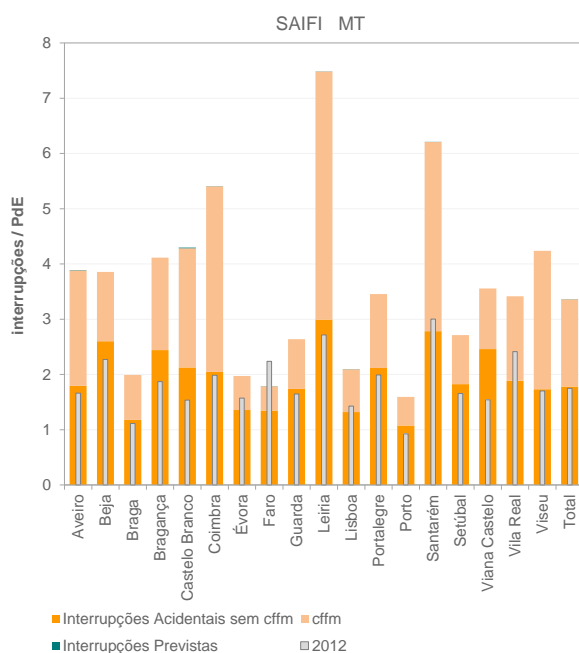
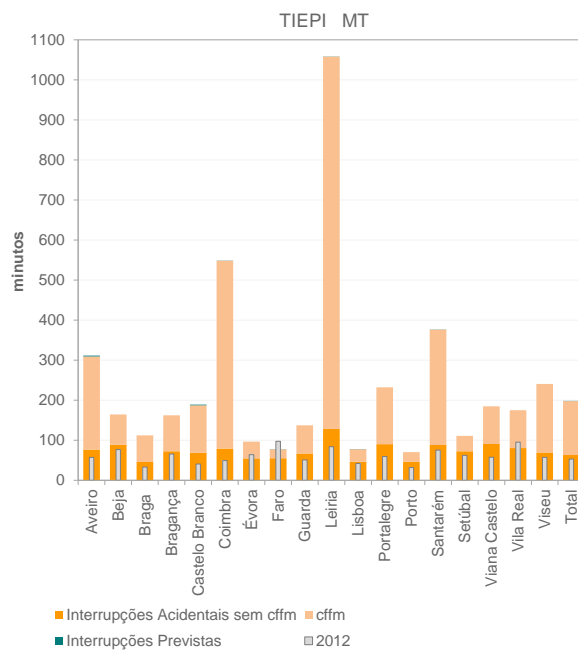
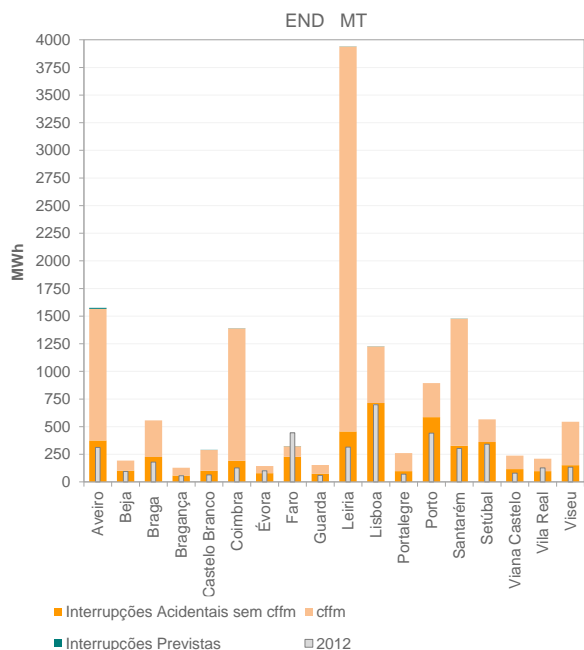
consideradas na contabilização dos indicadores de continuidade de serviço para efeitos de comparação com os padrões. No que diz respeito às 161 interrupções acidentais longas registadas, 87% tiveram origem na própria da rede AT, sendo as causas de interrupção mais frequentes as resultantes de material ou equipamento e as atmosféricas. Ainda, do total das interrupções acidentais longas, 12% tiveram origem na rede de MT.



Na rede MT, da totalidade das 27 222 interrupções acidentais (excluindo as consequências dos incidentes de 19 de janeiro e 24 de dezembro de 2013), 80% tiveram duração inferior a 3 minutos (curta duração), das quais aproximadamente 60% corresponderam a religações automáticas.

Relativamente à origem das interrupções, 98% tiveram origem na própria rede MT.

Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END, TIEPI, SAIFI MT e SAIDI MT registados no ano de 2013, por distrito, assim como os valores de 2012, para comparação.



O maior valor de END verificado em 2013 corresponde ao distrito de Leiria, facto justificado por este distrito ter sido atingido de forma significativa pelos eventos de carácter extraordinário de 19 de janeiro e 24 de dezembro. A END deste distrito é equivalente à totalidade da END registada em Portugal continental no ano de 2012.

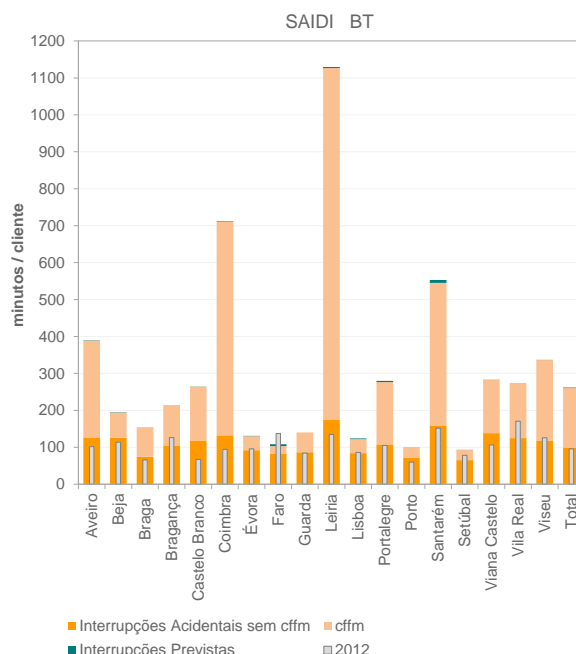
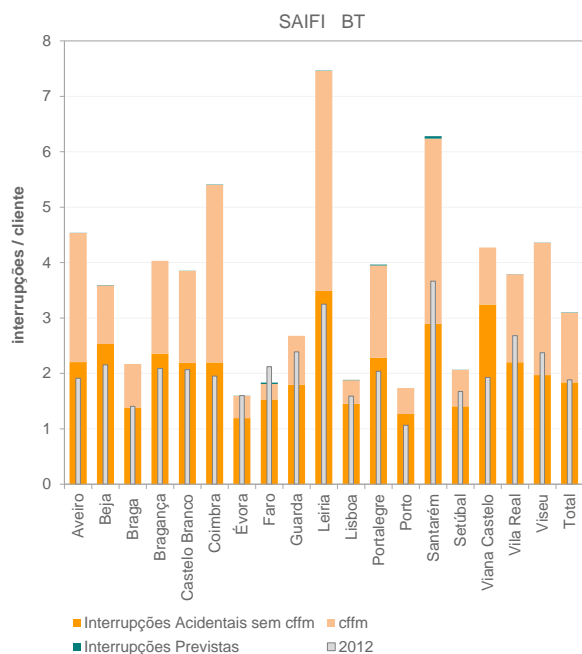
Para além do distrito de Leiria, os maiores aumentos nos indicadores END e TIEPI face a 2012 verificam-se nos distritos de Coimbra, Aveiro e Santarém.

Em 2013, o único distrito que apresenta uma redução dos indicadores END e TIEPI face a 2012 é Faro. Refira-se que em 2012 este havia sido o distrito em que se verificaram os maiores aumentos relativamente ao ano anterior, como resultado do tornado registado no dia 16 de Novembro na zona de Lagoa e Silves.

Na sequência do que se verifica para os indicadores END e TIEPI, à excepção de Faro, a totalidade dos distritos regista um aumento dos valores de SAIFI MT e SAIDI MT.

Em seguida apresentam-se os indicadores SAIFI BT e SAIDI BT registados em 2013, por distrito, assim como a comparação com os valores registados no ano de 2012.

Como se havia referido na análise geral da rede da EDP Distribuição, também na análise por distrito em MT ou BT, o aumento registado em 2013 face a 2012 é mais acentuado nos indicadores relacionados com a duração das interrupções (SAIDI) do que nos indicadores associados ao número de interrupções (SAIFI). Este facto resulta da contribuição dos eventos de carácter extraordinário registados nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro para a duração anual das interrupções percebidas pelos clientes.



Eventos meteorológicos de carácter extraordinário

No ano de 2013, o desempenho das redes de distribuição em Portugal continental, no que diz respeito à continuidade de serviço, sofreu os efeitos da ocorrência de dois eventos meteorológicos de carácter extraordinário.

O impacto destes dois eventos meteorológicos de carácter extraordinário nos indicadores gerais de continuidade de serviço apresenta-se na tabela abaixo.

19 de janeiro de 2013

O evento de 19 de janeiro de 2013 teve origem na “Tempestade Gong”, a qual se manifestou através de ventos de elevada intensidade, existindo registo da ocorrência de rajadas superiores a 200 km/h, que resultaram no arremesso de ramos de árvores e de outros objectos, causando danos nos elementos das redes e consequente interrupção de fornecimento. Para efeitos de qualidade de serviço, a EDP Distribuição reportou que o evento teve início às 00h00 de dia 19, tendo o fornecimento de energia sido reposto à totalidade dos clientes às 00h00 de dia 27. No seu momento mais crítico, o evento afetou 1,025 milhões de clientes que se distribuíram pelos níveis de tensão AT, MT e BT nos distritos de Aveiro, Castelo Branco, Coimbra, Leiria, Lisboa e Santarém.

O evento de 19 de janeiro foi objecto de um relatório por parte da EDP Distribuição e de um pedido à ERSE para classificação do evento como c.f.f.m. e exclusão das suas consequências nos indicadores de continuidade de serviço no período decorrido entre as 00h00 de dia 19 e as 24h00 de dia 24. Na sequência desta solicitação, a ERSE em articulação com a Direção Geral de Energia e Geologia efetuou a análise do relatório e dos meios de prova recolhidos, tendo concluído que face ao carácter de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade da situação ocorrida, o evento poderia ser classificado como c.f.f.m..

Como resultado desta classificação, a ERSE aprovou a exclusão das consequências do evento de 19 de janeiro de 2013, exclusivamente para efeitos de comparação com os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço, assim como para a determinação do valor das compensações automáticas por incumprimento dos padrões individuais.

24 de dezembro de 2013

O evento de 24 de dezembro de 2013 teve origem numa depressão frontal que no seu deslocamento para leste, originou um temporal de vento em todo o Atlântico Norte desde a Gronelândia, aos Açores e à Europa Ocidental. A evolução destas condições atmosféricas adversas, traduzidas em ventos fortes, precipitação intensa e ocorrência de descargas atmosféricas, acabou por apresentar maior

Indicador geral	19 janeiro		24 dezembro	
	Impacto do incidente	Contribuição para valor anual	Impacto do incidente	Contribuição para valor anual
END (MWh)	8448,9	59,9%	919,30	6,5%
TIEPI (minutos)	114,76	57,9%	13,50	6,8%
SAIFI MT (interrupções/PdE)	1,06	31,5%	0,30	8,9%
SAIDI MT (minutos/PdE)	167,91	57,2%	20,68	7,0%
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,84	27,1%	0,26	8,4%
SAIDI BT (minutos/cliente)	134,1	51,2%	17,50	6,7%

impacto nas regiões do Norte e Centro de Portugal continental, durante o dia 24 e, mais a Sul, na noite e manhã de 25, com registos de rajadas a chegarem aos 190 km/h. As condições meteorológicas adversas verificadas resultaram na queda de árvores e estruturas metálicas, provocando danos em subestações, linhas e apoios de linhas. O incidente afetou, no seu momento mais crítico, 153 mil clientes, distribuídos pelos níveis de tensão AT, MT e BT. Os distritos afetados foram Viana do Castelo, Vila Real, Braga, Porto, Viseu, Aveiro, Coimbra, Leiria e Santarém.

À semelhança do procedimento seguido para o evento de 19 de janeiro, a EDP Distribuição apresentou à ERSE um pedido para classificação do evento de 24 de dezembro como c.f.f.m. e exclusão das suas consequências nos indicadores de continuidade de serviço para o período entre as 03h00 e as 24h00 de dia 24. A ERSE em articulação com a Direção Geral de Energia e Geologia, após análise do relatório e dos meios de prova recolhidos, considerou que o evento ocorrido pode ser integrado no conceito regulamentar de vento de intensidade excecional e assim considerado como c.f.f.m..

Na sequência desta análise, a ERSE aprovou a exclusão das consequências do evento de 24 de dezembro de 2013, exclusivamente para efeitos de comparação com os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço, assim como para a determinação do valor das compensações automáticas por incumprimento dos padrões individuais.

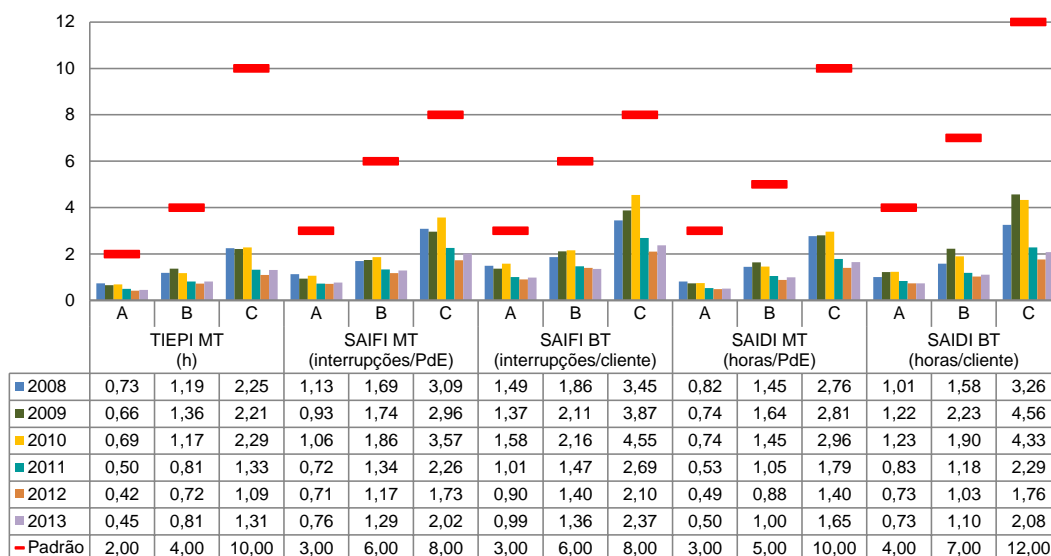
Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço

Apresentam-se em seguida os valores registados nos últimos seis anos para os indicadores gerais de continuidade de serviço para a MT e para a BT, bem como os respetivos padrões, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C).

Para efeitos de comparação com os padrões, para além das exclusões previstas no RQS, foram ainda excluídos dos indicadores gerais de continuidade de serviço as consequências dos eventos de 19 de janeiro e de 24 de dezembro.

Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a MT, quer para a BT, nas três zonas de qualidade de serviço e nos últimos seis anos.

Padrões e Indicadores de Continuidade de Serviço por Zona



Caracterização individual e pagamento de compensações

O quadro seguinte apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2013 e o montante das compensações automáticas associadas, para cada nível de tensão e zona geográfica, a serem pagas em 2014.

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 de 19 de janeiro e de 24 de dezembro aos indicadores individuais de continuidade de serviço.

Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor para o fundo de investimentos (€)
MAT	A	-	-	-
	B	-	-	-
	C	-	-	-
	Total	0	0,00	0,00
AT	A	-	-	-
	B	2	3 738,47	0,00
	C	6	5 435,47	0,00
	Total	8	9 173,94	0,00
MT	A	90	21 028,12	731,40
	B	99	19 203,21	128,86
	C	33	5 979,54	0,00
	Total	222	46 210,87	860,26
BTE	A	123	6 786,97	656,47
	B	52	4 851,63	328,56
	C	24	1 688,07	246,37
	Total	199	13 326,67	1 231,40
BTN	A	11 396	66 642,94	4 110,18
	B	8 310	56 006,44	2 339,64
	C	3 834	35 507,74	1 051,68
	Total	23 540	158 157,12	7 501,50
Total		23 969	226 868,60	9 593,16

No ano de 2013, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou um aumento de 67% face ao ano anterior. Da totalidade dos incumprimentos registados, apenas 1 foi relativo ao número de interrupções. Os restantes foram relativos à duração das interrupções.

No que diz respeito ao valor das compensações automáticas pagas aos clientes, o montante total foi 2,45 vezes superior ao montante pago no ano anterior.

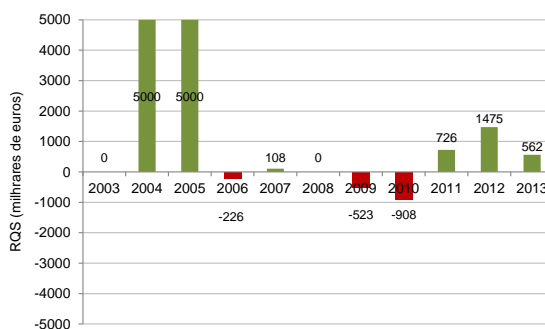
Também o valor da transferência para o fundo de reforço dos investimentos associado a compensações automáticas de valor inferior a 0,50 euros registou um aumento relativamente a 2012. Neste caso o valor aumentou cerca de 2,22 vezes.

Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

O Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço que define penalidades e aumentos de proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em AT e MT, função do nível de desempenho de continuidade de serviço atingido em comparação com um nível de referência estabelecido a cada período regulatório.

A evolução dos montantes das penalidades e dos aumentos de proveitos permitidos que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço apresenta-se em seguida.

Evolução das penalidades e dos aumentos de proveitos permitidos



Em resultado do valor verificado de energia não distribuída no ano 2013, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço conduzirá a um aumento em 562 353 euros dos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT, a repercutir em 2015. Este valor, representa 38% do valor de 2012, refletindo assim a redução de desempenho das redes em 2013.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2013 verificou-se uma redução no nível de desempenho das redes operadas pela EDP Distribuição, depois de em 2012 terem sido atingidos os melhores resultados na totalidade dos indicadores gerais da continuidade de serviço desde que existem registos.

Um dos fatores que mais contribuíram para esta redução da continuidade de serviço foi a ocorrência das condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro.

Atendendo a que a contribuição para a redução de desempenho das redes teve origem num conjunto limitado de incidentes, verifica-se que os indicadores de continuidade de serviço que apresentaram maior agravamento foram os relacionados com a duração de interrupções.

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

O número de incumprimentos dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço aumentou 67% relativamente ao ano anterior, enquanto o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 2,45 vezes comparativamente com o valor pago em 2012. Da totalidade dos 23 969 incumprimentos registados em 2013, apenas 1 foi relativo ao número de interrupções.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, o aumento dos proveitos permitidos no ano de 2013 representa apenas 38% do valor registado em 2012.

3.6 EDP DISTRIBUIÇÃO | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

ENQUADRAMENTO

As características nominais da onda de tensão encontram-se sujeitas a alterações impostas pela própria atividade de operação e exploração das redes de energia elétrica e também pela ação de alguns tipos de carga existentes em instalações de clientes.

Tendo em conta que estas alterações às características da onda de tensão podem ter consequências no adequado funcionamento ou no tempo de vida útil de alguns equipamentos dos clientes, encontra-se estabelecida a necessidade de monitorizar as principais características da onda de tensão, tais como a frequência e o valor eficaz da tensão e as respetivas perturbações a que se encontram sujeitas, como sejam as cavas de tensão, a tremulação (flicker), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. Para esse efeito, a EDP Distribuição realiza um

programa de monitorização da qualidade da onda de tensão nas redes AT, MT e BT que explora, de modo a verificar se estas cumprem os requisitos estabelecidos no RQS Portugal continental e na norma NP EN 50 160.

O RQS Portugal continental estabelece ainda que, num período máximo de 4 anos, os operadores das redes devem efetuar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas redes de distribuição em AT e MT, nos barramentos de MT de todas as subestações AT/MT e nas redes de BT nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada concelho com uma duração que pode variar entre uma semana e um ano. No caso da EDP Distribuição, a opção tem sido a de realizar campanhas de monitorização trimestrais e de aumentar progressivamente o número de subestações AT/MT dotadas de monitorização permanente.

CARACTERIZAÇÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão de duração trimestral realizadas em 2013 abrangeram 158 barramentos MT de 103 das 375 subestações de AT/MT existentes.

Relativamente à monitorização da qualidade da onda de tensão em BT, no ano de 2013 concluiu-se o período de 4 anos no qual o operador das redes deve efetuar a monitorização da qualidade da onda de tensão nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada concelho. Concluído este período, verificou-se o cumprimento deste requisito regulamentar, tendo sido monitorizado um total de 668 postos de transformação de distribuição (PTD) nos 278 concelhos de Portugal continental.

No que se refere ao ano de 2013, foram realizadas monitorizações nos Quadros Gerais

de Baixa Tensão de 167 PTD dos 66 023 existentes. Estas ações de monitorização garantiram a cobertura de 111 concelhos de Portugal continental.

O conjunto de ações de monitorização realizadas nos diferentes níveis de tensão apresentaram uma distribuição regional equilibrada no norte, centro e sul de Portugal continental. Fora do âmbito do Plano Anual de Monitorização, a empresa realizou ainda ações de monitorização da qualidade da onda de tensão complementares, em AT, MT e BT, para suporte técnico dedicado a alguns clientes.

Em relação às ações de monitorização trimestrais nos 158 barramentos MT das subestações de AT/MT, registaram-se situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando 2 barramentos, não conformidade do valor eficaz da tensão afetando 1 barramento e

situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afetando 7 barramentos.

No que respeita às ações de monitorização realizadas nos 167 PTD, registaram-se situações de não conformidade dos valores de amplitude da tensão afetando 34 PTD, situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando 32 PTD e situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas afetando 4 PTD.

De acordo com as boas práticas identificadas a nível europeu, a EDP Distribuição tem desenvolvido um programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão, apesar de o mesmo não estar previsto no RQS Portugal continental em vigor. Em 2013 a EDP Distribuição apresenta pelo terceiro ano consecutivo os resultados relativos a este programa de monitorização permanente.

O programa de monitorização permanente atingiu, no final de 2013, 59 barramentos MT de 40 das 375 subestações AT/MT existentes. No entanto, para efeitos de caracterização das cavas de tensão foram considerados os 46 barramentos MT de 32 subestações AT/MT monitorizados no decorrer da totalidade do ano. Relativamente ao ano anterior, estes valores correspondem a um crescimento de 40% e de

38% nos barramentos de MT e nas subestações AT/MT monitorizados, respetivamente.

Ao longo de 2013, registaram-se não conformidades dos valores de tremulação em 2 instalações (subestações de Cantanhede e de Brinches) e 4 situações de não conformidade dos valores das tensões harmónicas (subestações de Oliveira do Bairro, Lourinhã e Brinches), tendo sido ultrapassados os limites regulamentares da 5ª, 6ª e 13ª harmónicas.

O quadro seguinte apresenta o número médio de cavas de tensão registadas em tensão composta (medição entre fases), por barramento MT com monitorização permanente, durante o ano 2013, para cada intervalo de duração e profundidade. 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 Portugal continental, com intervalo de agregação temporal de 1 minuto.

Nos barramentos com monitorização permanente, o número médio de cavas de tensão foi de 177 cavas por barramento. Do número total de cavas registadas, 67% apresentou duração inferior a 0,25 segundos e 72% não ultrapassou a profundidade de 30% da tensão declarada ($0,7 U_n \leq U < 0,9 U_n$).

Número médio de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado						
Tensão Residual (% de U_c)	Duração (s)					
	[0,01 ; 0,1]	[0,1 ; 0,25]	[0,25 ; 0,5]	[0,5 ; 1]	[1 ; 3]	[3 ; 20]
90 > U ≥ 80	51,70	22,67	6,52	8,76	4,35	0,09
80 > U ≥ 70	10,76	10,85	4,15	3,74	3,22	0,11
70 > U ≥ 60	6,78	4,76	2,96	2,65	1,93	0,04
60 > U ≥ 50	1,59	3,74	2,04	1,33	1,28	0,02
50 > U ≥ 40	0,20	2,07	1,96	1,22	0,76	
40 > U ≥ 30	0,22	1,93	1,72	1,63	0,43	
30 > U ≥ 20	0,11	0,78	1,76	1,74	0,28	
20 > U ≥ 10	0,07	0,48	0,98	1,43	0,26	
10 > U ≥ 1	0,02	0,52	0,26	0,24	0,22	0,02

U_c – Tensão declarada (tensão de referência do barramento MT)

De referir que os resultados apresentados para o número de cavas de tensão registadas por barramento MT na RND não devem ser utilizados para comparação direta com os resultados de outros países, uma vez que o RQS em vigor estabelece um método para determinação da duração da cava equivalente trifásica apenas adotado em Portugal e que não está de acordo com o estabelecido nas normas internacionais.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão de periodicidade trimestral realizadas em 2013 abrangeram 28% das subestações de AT/MT e 0,26% dos postos de transformação de distribuição.

A distribuição regional destas ações de monitorização trimestrais foi equilibrada, estando de acordo com o estabelecido no RQS Portugal continental. Dos resultados obtidos registaram-se situações pontuais de não conformidade dos valores de amplitude de tensão, de tremulação e das tensões harmónicas.

No ano de 2013 concluiu-se o período de 4 anos no qual o operador das redes deve efetuar monitorização da qualidade da onda de tensão nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação de cada concelho. Concluído este período, verificou-se o cumprimento deste requisito regulamentar.

No presente relatório, para as ações de monitorização da qualidade da onda de tensão de duração trimestral não é apresentada informação sobre as cavas de tensão porque a ERSE mantém a posição de que, para efeitos das cavas de tensão, só são considerados conclusivos os dados de, pelo menos, um ano de monitorização permanente.

No ano de 2013, a EDP Distribuição reforçou a abrangência do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão. Relativamente ao ano anterior, verifica-se um crescimento de 40% e de 38% nos barramentos de MT e nas subestações AT/MT monitorizados, respetivamente. Este esforço de alargamento da cobertura do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão, perfazendo atualmente 11% do total de subestações AT/MT, é considerado pela ERSE como uma evolução positiva e identificado a nível europeu como uma prática a ser seguida por outros países.

No que diz respeito aos resultados do programa de monitorização permanente, registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação e das tensões harmónicas que serão objecto de acompanhamento pela ERSE.

3.7 OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

Em Portugal continental existem dez operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT. Em 2013, de entre estes operadores, a Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais (C. E. Simão de Novais), a Cooperativa Elétrica de Loureiro e a Cooperativa Elétrica do Vale D'Este (CEVE) disponibilizaram informação sobre qualidade de serviço técnica à ERSE com a periodicidade estabelecida regulamentarmente. As cooperativas Cooperativa de Electrificação A Lord (A Lord) e a Cooperativa de Electrificação de Rebordosa (A Celer) remeteram à ERSE apenas informação anual.

Os demais operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT não disponibilizaram

qualquer informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica.

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

CARACTERIZAÇÃO

Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais

Indicadores de Continuidade de Serviço	2009	2010	2011	2012	2013
Número de interrupções acidentais	395	110	28	18	37
Número de clientes afetados	395	110.	98	106	108
Duração total das interrupções acidentais (minutos)	14 449	2 715	3 549	4 057	3 210
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,122	0,034	0,030	0,033	0,033
SAIDI BT (minutos/cliente)	4,46	0,83	1,08	1,25	0,99

A C. E. de S. Simão de Novais não tem interrupções programadas, uma vez que todos os trabalhos são realizados em tensão ou com recurso a fontes de alimentação de emergência.

Os indicadores de continuidade de serviço relativos às interrupções acidentais mostram que em 2013, o número de interrupções acidentais duplicou relativamente ao sucedido em 2012.

Por outro lado, a duração total das interrupções apresentou uma redução de cerca de 21% face ao valor registado no ano anterior. Como resultado desta diminuição, verifica-se também uma evolução positiva do indicador SAIDI BT.

A C. E. S. Simão de Novais informou que, tal como nos anos anteriores, em 2013, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos.

A Celer

Indicadores de Continuidade de Serviço	2009	2010	2011	2012	2013
Número de interrupções acidentais	25	105	84	26	129
Número de interrupções programadas	100	0	0	0	0
Número de clientes afetados	125	105	84	26	129
Duração total das interrupções acidentais (minutos)	950	3 651	5 150	1 654	5 147
Duração total das interrupções programadas (minutos)	20 979	0	0	0	0
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,030	0,025	0,020	0,006	0,031
SAIDI BT (minutos/cliente)	5,25	0,87	1,23	0,40	1,24

A A Celer registou em 2013 um número de interrupções acidentais cerca de 5 vezes superior ao número verificado no ano anterior. Relativamente à duração total de interrupções acidentais, verificou-se um valor 3,1 vezes superior ao registado em 2012. Este aumento do número e duração das interrupções resultou

num equivalente aumento no valor dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI BT e SAIFI BT.

A Celer informou que em 2013, à semelhança do ocorrido nos anos anteriores, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

A Lord

Indicadores de Continuidade de Serviço	2009	2010	2011	2012	2013
Número de interrupções acidentais	130	135	46	35	101
Número de clientes afetados	130	135	46	35	101
Duração total das interrupções acidentais (minutos)	7 425	12 272	2 886	2 241	6 371
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,030	0,032	0,010	0,008	0,024
SAIDI BT (minutos/cliente)	1,72	2,88	0,65	0,50	1,50

Em 2013, a A Lord apresentou um aumento no número e duração de interrupções acidentais de aproximadamente 2,8 vezes face a 2012. A referida evolução resultou num equivalente

aumento do valor dos indicadores de continuidade de serviço SAIFI BT e SAIDI BT.

A A Lord informou que em 2013, foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Cooperativa Elétrica de Loureiro

Indicadores de Continuidade de Serviço	2009	2010	2011	2012	2013
Número de interrupções acidentais	30	0	0	37	50
Número de interrupções programadas	8	6	16	18	28
Número de clientes afetados	38	6	1 980	2 070	2172
Duração total das interrupções acidentais (minutos)	180	0	0	750	2707
Duração total das interrupções programadas (minutos)	1 440	1 080	960	2 220	4265
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,020	0,003	0,008	0,027	0,038
SAIDI BT (minutos/cliente)	0,839	0,549	0,465	1,434	3,371

No ano de 2013 verificaram-se 83 interrupções com origem na rede da Cooperativa Elétrica de Loureiro. Destas interrupções, 64% foi do tipo acidental, enquanto as restantes foram interrupções previstas.

Relativamente às interrupções previstas, a Cooperativa Elétrica de Loureiro esclareceu que as mesmas se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados na totalidade dos PT da respetiva rede. A maioria destas interrupções previstas, 82%, ocorreu durante o 4º trimestre do ano de 2013.

Atendendo a que a partir de 3º trimestre do ano de 2012 este operador de rede de distribuição exclusivamente em BT efetuou alterações na forma de determinar os indicadores de continuidade de serviço, optou-se por não realizar análises comparativas com os anos anteriores.

A Cooperativa Elétrica de Loureiro informou que a totalidade dos seus clientes tem classificação de zona geográfica C e que em 2013 foram cumpridos os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço.

CEVE

Indicadores de Continuidade de Serviço	2010	2011	2012	2013
Número de interrupções acidentais	0	0	1	0
Número de interrupções programadas	2	3	4	3
Número de clientes afetados	271	518	518	314
Duração total das interrupções acidentais (minutos)	0	0	63	0
Duração total das interrupções programadas (minutos)	413	690	540	46200
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,0305	0,0582	0,0581	0,0353
SAIDI BT (minutos/cliente)	6,33	12,96	7,56	5,20

A CEVE registou em 2013 um total de 3 interrupções com origem na sua rede. A totalidade destas interrupções foi prevista, tendo-se a sua ocorrência justificado por intervenções realizadas para substituição dos transformadores de potência em PT deste operador de rede de distribuição exclusivamente em BT.

Apesar de o RQS Portugal continental apenas prever a obrigação dos operadores das redes de reportarem as interrupções com origem nas

suas redes, a CEVE apresentou no seu relatório os valores dos indicadores de continuidade de serviço com a totalidade das interrupções percecionadas pelos seus clientes, incluindo as interrupções com origem nas redes a montante. Esta informação permitiu concluir que a CEVE teve um contributo de 4,4% e de 2,6%, respetivamente, para os valores de SAIDI BT e de SAIFI BT dos seus clientes.

A CEVE informou ainda que em 2013 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT que apresentaram informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2013 foram a C. E. de S. Simão de Novais, a

A Celer, a A Lord, a Cooperativa Elétrica de Loureiro e a CEVE.

Atendendo à importância do cumprimento integral das disposições regulamentares por parte dos operadores das redes de distribuição

de energia elétrica exclusivamente em BT, a ERSE tem recomendado a estes operadores das redes de distribuição o envio da informação sobre a qualidade de serviço técnica à ERSE, conforme estabelecido no RQS Portugal continental.

De referir que os operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, de acordo com o RQS Portugal continental em vigor no decorrer do ano de 2013, apenas têm de reportar o número e duração de interrupções da sua responsabilidade, não incorporando as interrupções com origem nas redes a montante. Este facto leva a que a maioria dos indicadores de qualidade de serviço técnica apresentados não reflitam a totalidade das interrupções sentidas pelos utilizadores das respetivas redes.

Apesar de, nos últimos anos, se ter verificado uma evolução qualitativa relativamente ao

conteúdo da informação sobre qualidade de serviço técnica prestada à ERSE pelos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, atendendo a que a harmonização das metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço não atingiu ainda o nível pretendido, considera-se que não deverão ser realizadas análises comparativas do desempenho das diferentes redes.

Refira-se ainda que no âmbito dos trabalhos conducentes à publicação do novo Regulamento da Qualidade de Serviço (com entrada em vigor a 1 de janeiro de 2014), todos os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT assumiram com a ERSE o compromisso de passarem a cumprir a totalidade das obrigações regulamentares que se lhes aplicam.

3.8 OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

ENQUADRAMENTO

Analisa-se em seguida os principais resultados do programa de monitorização da qualidade da onda de tensão nas redes de distribuição em BT operadas pelos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT.

Em condições normais de exploração, a onda de tensão caracteriza-se por uma senoide com frequência e amplitude que se deverão manter constantes ao longo do tempo. Estas características nominais da onda de tensão encontram-se, no entanto, sujeitas a alterações impostas pela própria atividade de operação e exploração das redes de energia elétrica e também pela ação de alguns tipos de carga existentes em instalações de clientes.

Tendo em conta que estas alterações às características da onda de tensão podem ter consequências no adequado funcionamento de alguns equipamentos dos clientes e/ou no seu tempo de vida útil, torna-se imperativa a necessidade de monitorizar as principais características da onda de tensão, tais como a frequência e o valor eficaz da tensão e as respetivas perturbações a que se encontram sujeitas, como sejam as cavas de tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica, de modo a verificar se estas cumprem os requisitos estabelecidos no RQS Portugal continental e na norma EN 50 160.

CARACTERIZAÇÃO

CEVE

Em 2013, a CEVE realizou pela segunda vez ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas nos Quadros Gerais de Baixa Tensão de um posto de transformação pertencente ao concelho de Barcelos.

As ações de monitorização realizadas pela CEVE têm uma duração mínima de 7 dias 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, na ação de monitorização efetuada em 2013 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2013, à semelhança do ocorrido no ano anterior, a CEVE foi o único operador 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.

No seus relatórios anuais, a C. E. de S. Simão de Novais, a A Celer e a Cooperativa Elétrica de Loureiro referiram que se encontram a implementar sistemas de monitorização da qualidade da onda de tensão que permitirão efetivar as respetivas ações de monitorização no decorrer do ano de 2014.

3.9 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

Na Região Autónoma do Açores (RAA), a continuidade de serviço é caracterizada e avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos).

No Regulamento da Qualidade de Serviço da RAA (RQS Açores) estão estabelecidos indicadores gerais e individuais para as redes de transporte e de distribuição das 9 ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados.

No caso dos indicadores individuais, o incumprimento dos respetivos padrões origina o pagamento de uma compensação aos clientes.

Os padrões para os indicadores gerais da média tensão (MT) e da baixa tensão (BT) estão estabelecidos por zona de qualidade de serviço. De acordo com o RQS Açores 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.

Em 2013 a EDA atualizou as zonas de qualidade de serviço, tendo passado a classificar uma zona geográfica da ilha Terceira como Zona B. Até então São Miguel era a única ilha com zonas geográficas classificadas como Zona B.

A definição e aplicabilidade dos indicadores gerais e individuais constam do capítulo Qualidade de Serviço Técnica – Continuidade de Serviço.

Refira-se que, em sistemas elétricos isolados (sem interligação) como sejam as ilhas, as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço das redes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço da RAA.

CARACTERIZAÇÃO

Indicadores gerais das redes de transporte

As redes de transporte da RAA contemplam 14 PdE à rede de distribuição em MT, oito na ilha de São Miguel, quatro na ilha Terceira e dois na ilha do Pico.

Em 2013 ocorreram 8 incidentes que afetaram apenas os PdE da ilha do Pico e deram origem a 13 interrupções. Apenas uma interrupção se deveu a uma causa externa à empresa e a sua causa foi uma descarga atmosférica direta, as restantes interrupções foram devidas a causas próprias com origem interna (por exemplo, erros

de projeto ou de montagem, atividades de manutenção ou erro humano).

Os indicadores gerais das redes de transporte da RAA resultantes são apresentados no quadro, para cada ilha onde existe rede de transporte e para o sistema global, para 2012 e 2013.

De uma forma geral, os indicadores referentes a 2013 comparam muito favoravelmente com os registados em 2012. Para a RAA, existe uma evolução positiva para todos os indicadores comparativamente a 2012, por um lado, por não terem existido interrupções nas ilhas de São

Miguel e Terceira e por outro lado, pelo facto de o ano de 2012 ter sido um ano marcado pela passagem de dois furacões que afetaram a exploração dos sistemas elétricos e, por diversos incidentes em centros produtores.

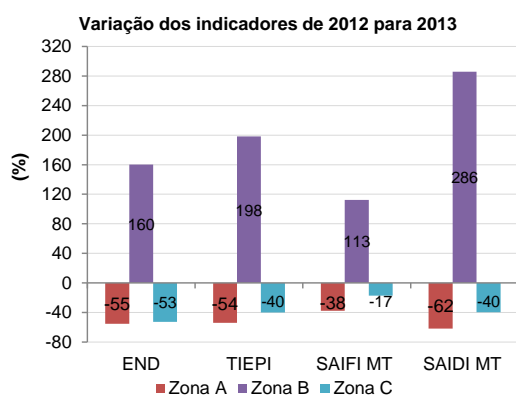
		ENF (MWh)	TIE (min)	SAIFI (interrupções/PdE)	SAIDI (min/PdE)	SARI (min/interrupção)
São Miguel	2012	1,1	1,4	0,3	4,3	17,2
	2013	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terceira	2012	141,9	361,5	4,8	473,8	99,8
	2013	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pico	2012	13,9	166,5	3,0	312,0	104,0
	2013	23,7	283,1	6,5	191,5	29,5
RAA	2012	156,9	124,0	1,9	182,4	94,6
	2013	23,7	19,1	0,9	27,4	29,5

Indicadores gerais das redes de distribuição em MT

O quadro seguinte apresenta os valores totais dos indicadores gerais relativos às redes de distribuição em MT da RAA, para 2013, desagregados por zona geográfica.

Zona	A	B	C
TIEPI (h)	2,15	3,28	5,63
SAIFI MT (interrupções/PdE)	3,80	5,10	10,20
SAIDI MT (h/PdE)	2,28	3,39	6,82
END (MWh)	54,16	135,10	95,72

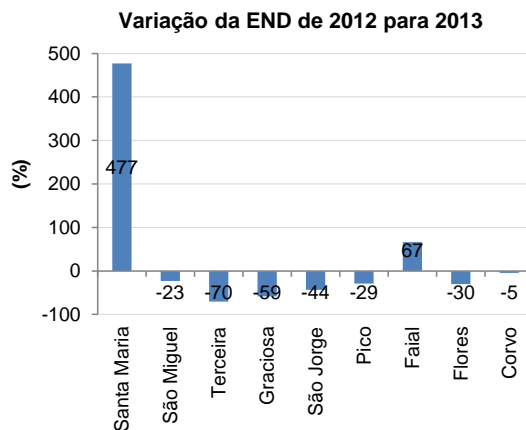
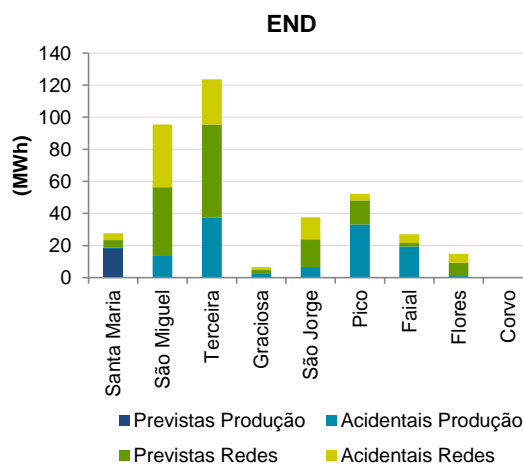
A figura seguinte apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores registados em 2012.



Relativamente a 2012 existiu uma alteração das zonas de qualidade de serviço, passou a existir Zona B na ilha Terceira, pelo que as comparações entre os valores dos indicadores de 2013 e 2012, apresentadas na figura podem

estar influenciadas por esta alteração, e não por uma melhoria ou pioria significativa da continuidade de serviço.

As figuras que se seguem apresentam os indicadores gerais nas redes de distribuição em MT, por ilha, para 2013, para as interrupções com origem nas redes e na produção e por tipo (previstas ou acidentais), bem como a variação percentual do seu valor face a 2013.

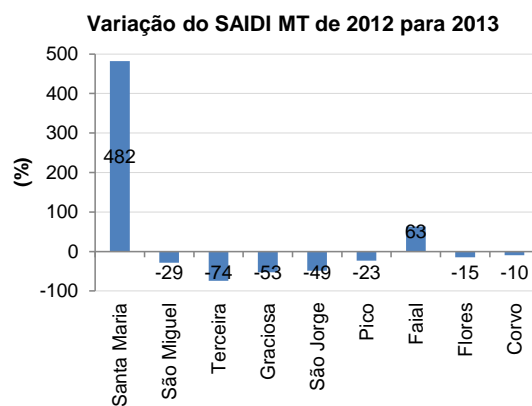
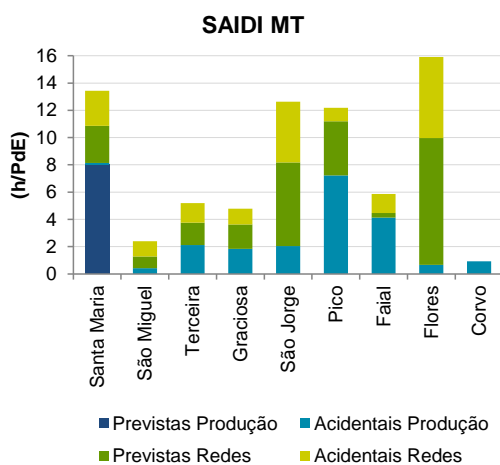
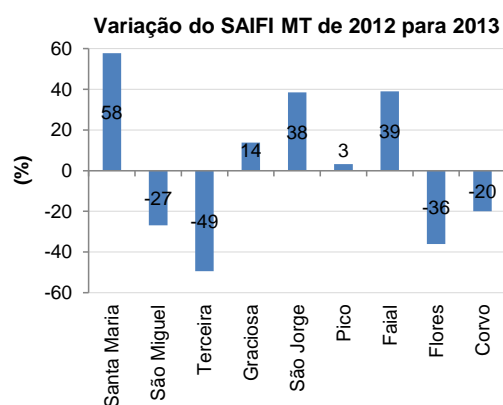
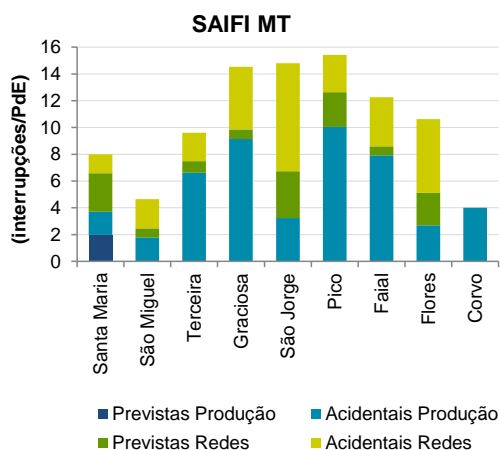
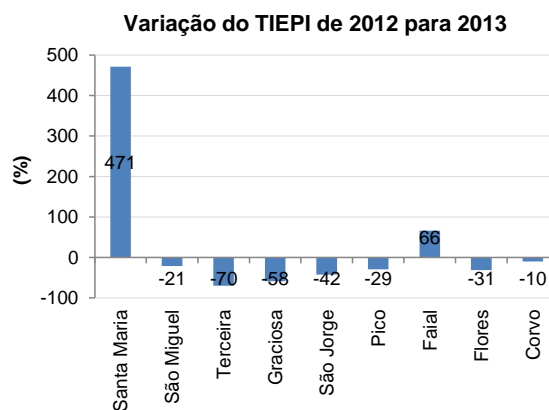
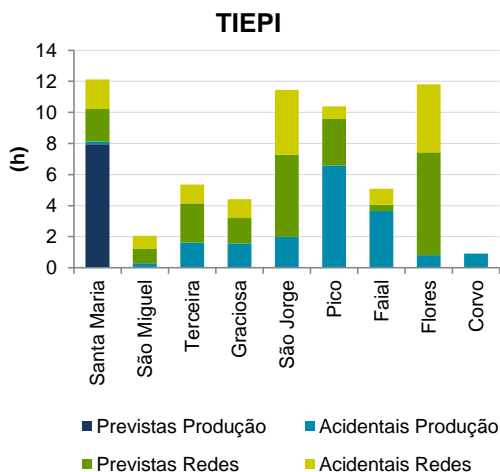


Em relação à END e ao TIEPI, verificou-se uma pioria nas ilhas de Santa Maria e Faial e uma melhoria nas restantes ilhas, sendo de destacar o aumento registado para a ilha de Santa Maria, devido, essencialmente às interrupções previstas com origem na produção.

Relativamente ao indicador SAIFI MT, em 2013 as ilhas São Miguel, Terceira, Flores e Corvo apresentaram uma evolução favorável face a

2012. No sentido oposto, a ilha de Santa Maria destaca-se pela evolução mais acentuada de pioria, verificando-se que o maior contributo para este resultado foi dado pelas interrupções por razões de serviço (interrupções previstas).

Quanto ao SAIDI MT, apenas as ilhas de Santa Maria e do Faial registaram valores piores que os do ano anterior, enquanto as restantes ilhas melhoraram.

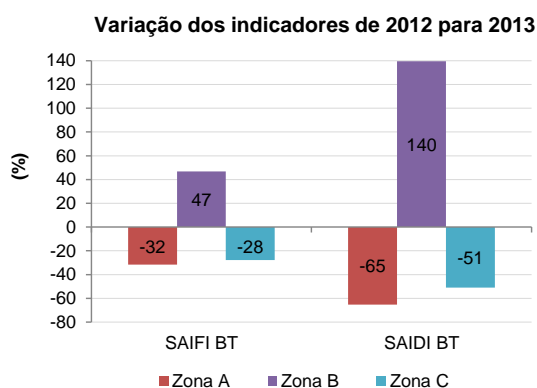


Indicadores gerais das redes de distribuição em BT

Os valores totais dos indicadores gerais de continuidade de serviço em BT, para 2013 e por zona geográfica da RAA são apresentados no quadro que se segue.

Zona	A	B	C
SAIFI BT (interrupções/cliente)	3,37	4,29	9,37
SAIDI BT (h/cliente)	1,63	1,67	5,28

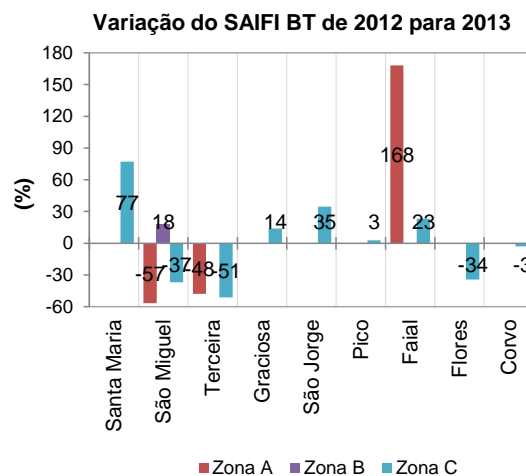
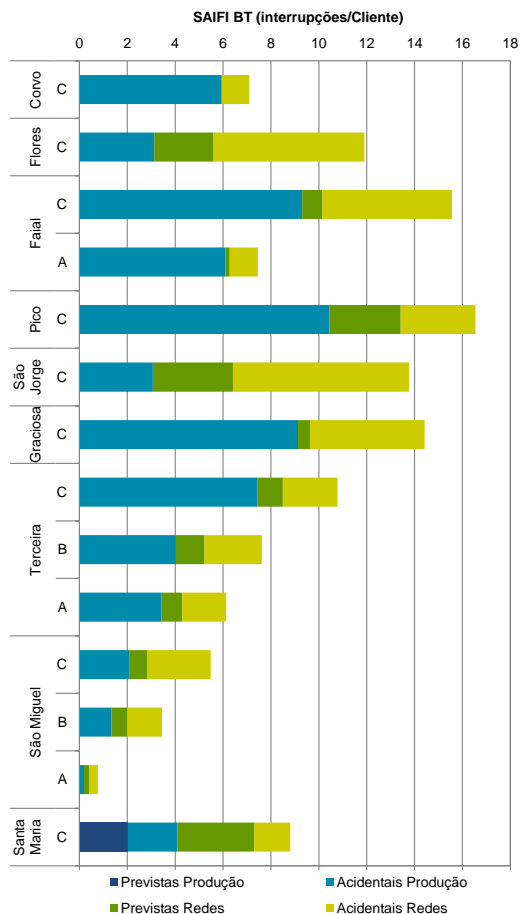
A figura seguinte apresenta a variação percentual destes indicadores em relação aos valores registados em 2012.

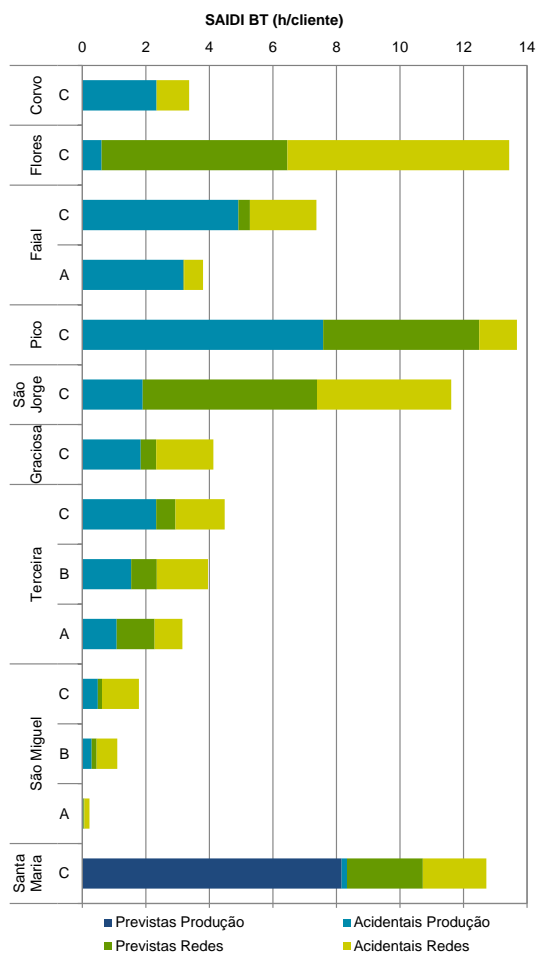


A evolução dos indicadores face a 2012 tem o mesmo comportamento dos da rede em MT e da mesma forma, pode estar influenciada pela alteração das zonas de qualidade de serviço na ilha Terceira. Por este facto, a evolução da figura pode não representar uma melhoria ou pioria significativa da continuidade de serviço.

Os valores registados em 2013 seguem o comportamento dos indicadores homónimos da rede MT e foram muito determinados por interrupções devidas a causas próprias quer com origem na produção quer com origem nas redes.

As figuras que se seguem apresentam os indicadores gerais por ilha para 2013, assim como a variação percentual do seu valor face a 2012, para as interrupções com origem nas redes e na produção, desagregadas por tipo (previstas ou acidentais).





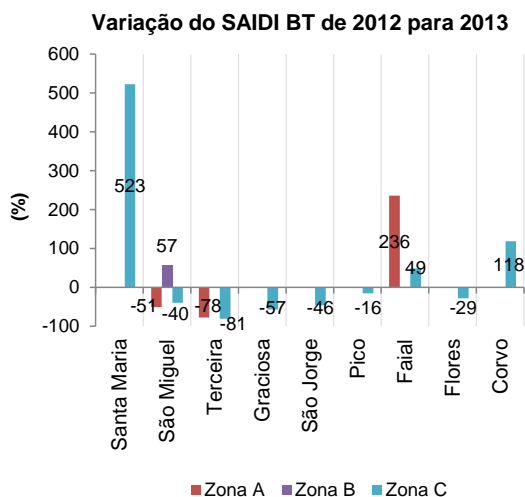
Relativamente ao indicador SAIFI BT, o desempenho em 2013 melhorou na Zona C nas ilhas de São Miguel, Terceira, Flores e Corvo e na Zona A das ilhas de São Miguel e Terceira. Nas restantes ilhas e zonas o desempenho piorou, destacando-se neste âmbito a variação na Zona A da ilha do Faial e na ilha de Santa Maria.

Neste indicador as interrupções acidentais, com origem na produção, têm um grande peso.

A variação anual do indicador SAIDI BT não foi favorável nas ilhas de Santa Maria, Faial e Corvo e na Zona B da ilha de São Miguel. Nas restantes ilhas e zonas de qualidade de serviço o desempenho em 2013 foi melhor que o registado no ano anterior.

Ocorrências mais significativas

O quadro seguinte apresenta informação sobre as principais ocorrências registadas em 2013 nas redes de energia elétrica da RAA, adotando como critério de seleção os incidentes com maior valor de END.



Ilha	Ocorrência (Dia-hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (horas)	N.º clientes afetados
Terceira	08/10/13 08:08	Curto-circuito no barramento de 15kV, na cela do grupo 3 na central térmica de Belo Jardim. A cava de tensão causada pelo curto-circuito provocou a paragem dos auxiliares dos grupos que dispararam por atuação de proteções. Devido à saída de paralelo dos Grupos 10 e 5 na central térmica de Belo Jardim deu-se o disparo de diversas linhas de média tensão.	18,25	0,8	26 797
Pico	20/05/13 20:25	O regulador de tensão do grupo 3 da central térmica do Pico avariou e causou oscilações de tensão muito grandes. Na sequência dessas oscilações verificou-se um disparo geral.	6,9	1,4	9185
Pico	6/12/13 11:45	Verificou-se um disparo geral, na sequência de um erro de manobra. O operador da manutenção pretendia fazer testes ao transformador 30/15 KV da subestação de São Roque, desligado para esse efeito, mas em vez disso causou a abertura do disjuntor do lado de 30 kV do transformador dos serviços auxiliares, causando a paragem de todos os grupos geradores.	6,8	1,4	9213
São Miguel	29/01/13 06:17	Saída de paralelo da central geotérmica do Pico Vermelho. Por razões de segurança deu-se o deslastre de 14 linhas de distribuição MT.	6,3	0,1	26 589
São Miguel	24/08/13 00:41	A ocorrência teve a sua origem na Distribuição MT (Linha 2LD15 - foros - ribeirinha - FRRB) devido a uma intervenção de terceiros (caso fortuito). O disparo do disjuntor da linha MT 2LD15 - foros - ribeirinha – FRRB com sinalização de MIF, MIH e terras resistivas foi causado por um poste MT partido por máquina, no ramal para o PT 1242 “Albano Vieira - L. Fogo”. O defeito na linha MT 2LD15 - foros - ribeirinha – FRRB provocou a saída do paralelo da Central Geotérmica do Pico Vermelho e consequente disparo de várias linhas de distribuição.	6,1	0,1	3743

Verificação do cumprimento dos padrões gerais

O quadro seguinte apresenta os valores dos indicadores gerais para as ilhas da RAA e para a RAA, registados em 2013, bem como os respetivos padrões por zona de qualidade de serviço, considerando as interrupções longas com origem nas redes e excluindo as interrupções previstas no RQS Açores.

	TIEPI (h)	SAIR MT (interrupções/PdE)	SAIDI MT (h/PdE)	SAIR BT (interrupções/PdE)	SAIDI BT (h/PdE)
Padrão Ilha	3,00	4,00	3,00	4,00	6,00
Zona A					
São Miguel	0,16	0,51	0,25	0,37	0,16
Terceira	0,59	1,66	0,73	1,83	0,85
Faial	0,45	1,07	0,45	1,17	0,59
Padrão Ilha	8,00	8,00	8,00	9,00	12,00
Zona B					
São Miguel	0,79	1,23	0,89	1,03	0,47
Terceira	0,22	1,11	0,38	1,39	0,70
Padrão Ilha	26,00	12,00	20,00	13,00	24,00
Zona C					
Corvo	0,00	0,00	0,00	1,15	1,03
Faial	1,68	4,39	1,81	4,98	2,05
Flores	1,97	3,13	2,49	3,50	2,99
Graciosa	1,16	3,92	1,09	4,79	1,80
Pico	0,68	2,14	0,83	2,60	1,01
Santa Maria	1,23	1,16	1,74	1,31	1,58
São Jorge	3,01	6,34	3,21	6,22	3,24
São Miguel	1,01	1,95	1,19	2,21	1,04
Terceira	1,29	2,36	1,72	2,29	1,55

	TIEPI (h)	SAIR MT (interrupções/PdE)	SAIDI MT (h/PdE)	SAIR BT (interrupções/PdE)	SAIDI BT (h/PdE)
Zona A	Padrão 3,00	4,00	3,00	4,00	6,00
	RAA 0,31	1,00	0,45	0,93	0,43
Zona B	Padrão 6,00	7,00	6,00	7,00	10,00
	RAA 0,69	1,20	0,76	1,11	0,52
Zona C	Padrão 20,00	10,00	16,00	10,00	20,00
	RAA 1,22	2,60	1,50	2,68	1,41

Tal como nos últimos anos, em 2013 todos os padrões associados aos indicadores gerais foram cumpridos.

Indicadores individuais

Uma vez que não existem instalações ligadas à rede de transporte da RAA, não há lugar a verificação do cumprimento dos padrões individuais.

Nas redes de distribuição em MT destaca-se o incumprimento do padrão individual relativo ao número de interrupções em 8 PdE da Zona A da ilha Terceira. Para a mesma ilha, nas redes de distribuição em BT verificou-se o incumprimento do padrão relativo ao número de interrupções em 297 PdE da Zona A.

Quanto ao valor das compensações pagas a clientes, o mesmo ascendeu a 2565 euros (em 2012 este valor foi 123 381 euros). O montante de compensações pagas na ilha Terceira representam 93% do valor total pago pela EDA aos seus clientes. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da

qualidade de serviço foi 40 euros (em 2012 fora 1987 euros).

O quadro seguinte apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço, em 2013.

Número de compensações							
Ilha	Zona	BT		MT		Total	
		N.º de interrupções		Duração das interrupções			
		≤ 20,7 kVA	20,7 > kVA	≤ 20,7 kVA	20,7 > kVA		N.º de interrupções
São Miguel	B					1	1
Terceira	A	290	7	10		8	315
Terceira	B			44			44
Terceira	C					1	1
Faial	A	16	1	10		2	29
Total		306	8	64		10	390
Montante das compensações (€)							
São Miguel	B					55	55
Terceira	A	850	100	73		966	1989
Terceira	B			340			340
Terceira	C					59	59
Faial	A	35	20	27		40	122
Total		885	120	441		1006	2565

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2013 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAA. Sendo a ilha de Santa Maria a grande exceção, já que devido a interrupções previstas na produção devidas a razões de segurança, registou valores de indicadores em 2013 muito superiores aos valores registados em 2012.

Tal como nos últimos anos, em 2013 todos os padrões estabelecidos para os indicadores

gerais de continuidade de serviço foram respeitados.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 390 incumprimentos nas ilhas de São Miguel, Terceira, Pico e Faial, respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, resultando no pagamento de compensações aos clientes no montante de 2565 euros (em 2012 este valor foi 123 381 euros).

3.10 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

ENQUADRAMENTO

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. Estas características devem ser objeto

de monitorização de acordo com os procedimentos adotados regulamentarmente.

A EDA elaborou um plano de monitorização para 2013, contemplando exclusivamente monitorizações anuais.

CARACTERIZAÇÃO

Para efeitos de monitorização da qualidade da onda de tensão, o plano de monitorização da EDA para 2013 abrangia todas as ilhas da RAA e previa a monitorização de 55 subestações e PTs de forma contínua.

Em 2013 foram monitorizados 23 das 28 subestações (abrangendo 70 barramentos) e 21 dos 1893 PT existentes na RAA, tendo-se registado um incumprimento do limite regulamentar da tremulação (na subestação da central da ilha do Corvo e da tensão harmónica (num PT da ilha de São Miguel). A taxa de conformidade geral foi assim praticamente total (99,9%).

O quadro seguinte apresenta a distribuição do número total de cavas de tensão registadas nas subestações e PTs da RAA, em 2013, de acordo com a norma NP EN 50160: 2010.

Tensão residual u (%)	Un (kV)	Número médio de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado				
		Duração t (s)				
		0,01 < t <= 0,2	0,2 < t <= 0,5	0,5 < t <= 1	1 < t <= 5	5 < t <= 60
90 > u >= 80	60	7,0	4,5	2,0		
	30	27,9	6,3	1,3	1,6	
	15	35,5	9,0	2,6	1,7	0,1
	10	10,0	3,7	0,9	0,9	
	6,9	52,0	4,0	0,7		
	0,23	13,5	3,2	1,5	3,5	2,2
80 > u >= 70	60	3,0	10,0	1,0	2,0	
	30	9,1	4,8	1,1	0,1	0,1
	15	7,2	3,4	1,5	1,4	0,3
	10	11,2	5,5	0,8	0,5	
	6,9	13,3	5,3	1,3	0,3	
	0,23	6,2	3,3	1,2	0,8	0,0
70 > u >= 40	60	1,0	8,0	0,5	4,5	0,0
	30	5,8	6,3	1,2	3,7	0,0
	15	6,9	4,1	1,6	0,2	0,2
	10	7,5	9,6	1,6	5,6	0,0
	6,9	8,0	5,3	1,0	2,0	0,0
	0,23	5,0	5,7	1,2	2,4	0,2
40 > u >= 5	60			0,5		
	30	2,9	2,3	0,7	0,7	0,3
	15	1,0	1,6	0,3	0,5	0,3
	10	1,7	2,2	1,0		
	6,9					0,7
	0,23	1,1	1,6	0,4	0,5	0,1
5 > u	60	1,0				
	30	0,9	0,8			
	15	6,1	1,0	0,2	0,5	0,05
	10	7,5	0,2		0,1	
	6,9	5,0			0,3	
	0,23	11,8	2,5	0,3	0,3	0,3

Foram registadas 5308 cavas de tensão, 84% das quais com uma duração inferior a 500 ms. No que respeita à amplitude, 62% das cavas apresentaram valores da tensão residual superiores a 70%.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2013 na RAA contemplaram medições anuais em 23 subestações e 21 PTs, cobrindo todas as ilhas do arquipélago.

A taxa de conformidade geral foi de 99,9%.

Registaram-se as seguintes situações de não conformidade: tremulação na ilha do Corvo e tensão harmónica na ilha de São Miguel.

3.11 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

Na Região Autónoma da Madeira (RAM) a continuidade de serviço é caracterizada e avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos).

No Regulamento da Qualidade de Serviço da RAM (RQS Madeira), estão estabelecidos os indicadores gerais e individuais para as redes de transporte e de distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo, com padrões gerais e individuais associados.

Nos indicadores individuais e gerais, o incumprimento dos respetivos padrões origina o pagamento de uma compensação aos clientes afetados sendo que estes indicadores, na média tensão (MT) e na baixa tensão (BT), estão

estabelecidos por zonas de qualidade de serviço.

O RQS Madeira prevê que as zonas de qualidade de serviço 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 definição e a aplicabilidade dos indicadores gerais e individuais constam do capítulo Qualidade de Serviço Técnica – Continuidade de Serviço.

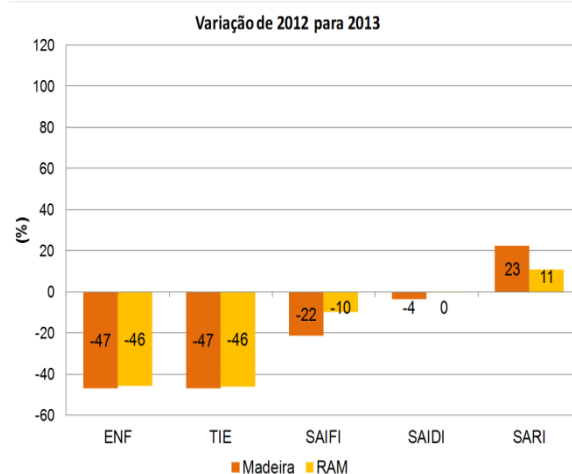
CARACTERIZAÇÃO

Apresentam-se, de seguida, os indicadores gerais das redes de transporte e de distribuição em MT e em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo.

Indicadores gerais das redes de transporte

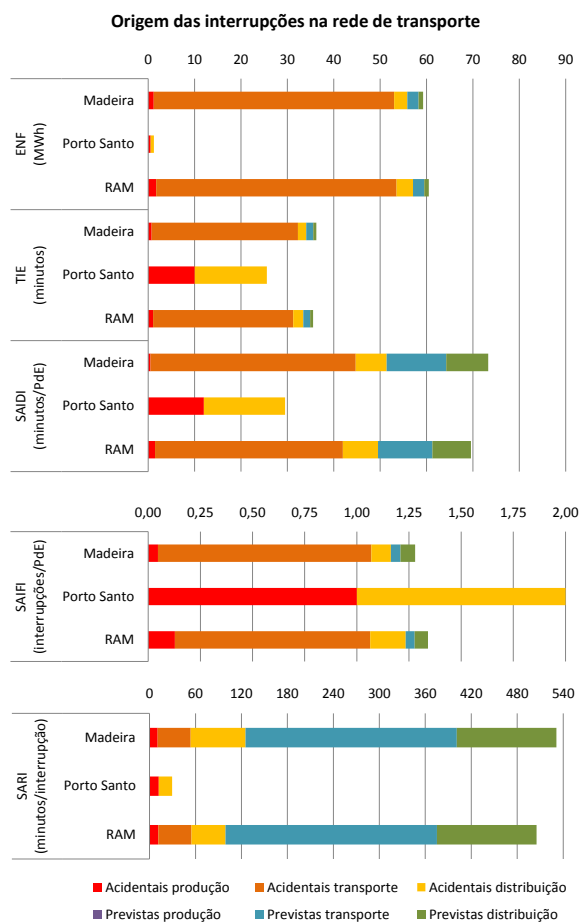
Nos quadros e nas figuras seguintes apresentam-se os indicadores gerais das redes de transporte. Na RAM, todos estes indicadores evoluíram favoravelmente face aos anos anteriores, com exceção do SARI, conforme se verifica do quadro infra.

Indicador	Madeira	Porto Santo	RAM
ENF (MWh)	59,26	1,22	60,48
TIE (minutos)	36,23	25,58	35,54
SAIFI (interrupções/PdE)	1,28	2,00	1,34
SAIDI (minutos/PdE)	73,30	29,50	69,57
SARI (minutos/interrupção)	57,30	29,50	51,89



Refira-se que, no que respeita à ilha de Porto Santo, não é apresentada na figura acima a variação do ano de 2012 para 2013, referente aos indicadores gerais das redes de transporte, uma vez que não se verificaram interrupções nesta ilha no ano de 2012.

De seguida, apresenta-se a figura referente à origem das interrupções nas redes de transporte.



Nas redes de transporte da RAM não ocorreram interrupções previstas com origem no sistema de produção.

Verificou-se que as interrupções acidentais de transporte foram as que mais contribuíram para o aumento dos valores dos indicadores gerais, com excepção do indicador SARI, cuja contribuição resultou das interrupções previstas de transporte.

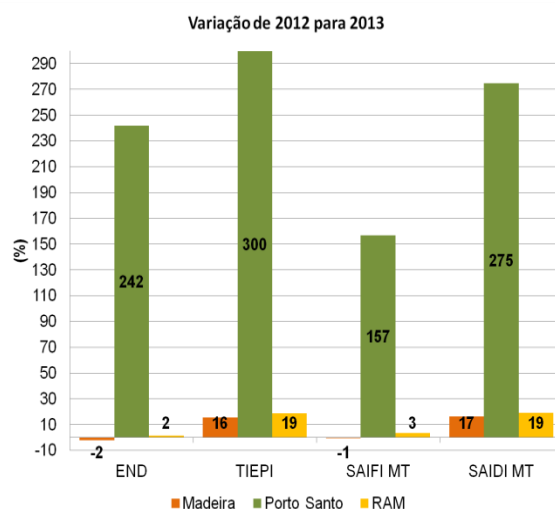
Constata-se ainda que, em média, as interrupções acidentais com origem na produção contribuíram em cerca de 4,5% para os indicadores gerais das redes de transporte da RAM, sendo um valor bastante inferior ao ano anterior. Neste particular, merece destaque o único incidente ocorrido a 1 de janeiro de

2013 que resultou na perda total da produção da Central Termoelétrica do Caniçal, tendo originado o colapso do sistema elétrico da ilha da Madeira.

Indicadores gerais das redes de distribuição em MT

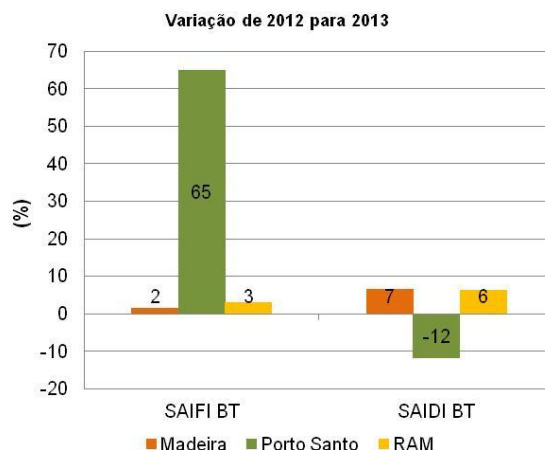
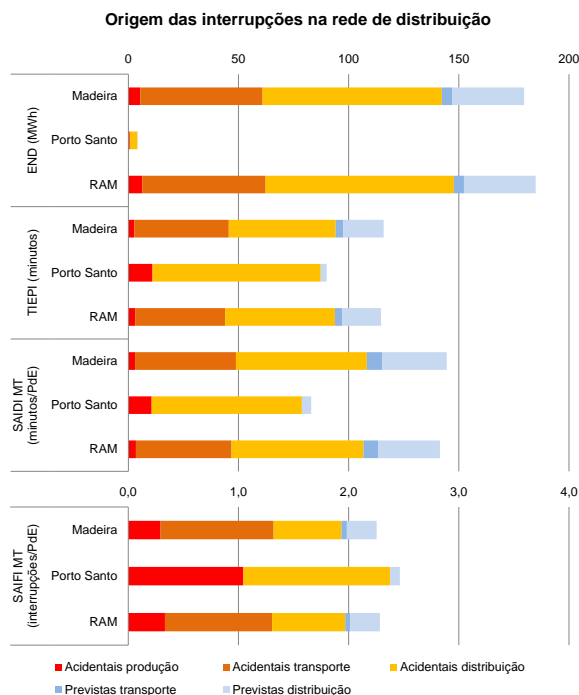
Apresentam-se, de seguida, os indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes distribuição em MT no ano de 2013, assim como a variação face ao ano anterior.

Indicador	Madeira	Porto Santo	RAM
END (MWh)	179,64	4,31	184,87
TIEPI (minutos)	115,89	90,00	114,67
SAIFI MT (interrupções/PdE)	2,25	2,47	2,28
SAIDI MT (minutos/PdE)	144,52	82,97	141,45



Para a generalidade dos indicadores gerais das redes de distribuição em MT da RAM, verifica-se uma degradação dos valores em relação aos valores do ano anterior, com excepção do END e do SAIFI MT para a ilha da Madeira. Esta degradação teve maior expressão na ilha de Porto Santo.

De seguida, apresenta-se a figura referente à origem das interrupções na rede de distribuição em MT.

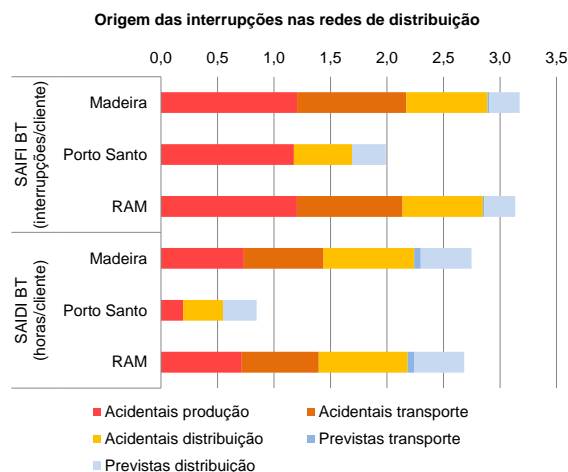


Todos os indicadores gerais referentes às redes de distribuição em BT da RAM apresentaram pior desempenho comparativamente ao ano de 2012, com exceção do SAIDI BT em Porto Santo.

Tal como verificado em anos anteriores, registou-se, em média, uma grande influência das interrupções acidentais para os indicadores gerais das redes de distribuição em MT da RAM, sendo que 40% do valor destes indicadores resultou das interrupções.

Indicadores gerais das redes de distribuição em BT

Indicador	Madeira	Porto Santo	RAM
SAIFI BT (interrupções/cliente)	2,00	2,36	2,01
SAIDI BT (minutos/cliente)	119,69	50,41	117,36



Observa-se uma grande influência das interrupções acidentais, em particular com origem na produção que, em média, contribuíram em cerca de 5,9% para os indicadores gerais das redes de distribuição em BT da RAM.

Ocorrências mais significativas

O quadro seguinte apresenta informação sobre as principais ocorrências registadas em 2013 nas redes de energia elétrica da RAM, adotando como critério de seleção os incidentes com maior valor de END.

Ilha	Ocorrência (Dia-hora)	Causa	END (MWh)	TIEPI (minutos)	N.º clientes afetados
Madeira	01/01/13 21:43	Perda total da produção da Central Termoelétrica do Caniçal, provocando variações elevadas da frequência, originando o colapso de todo o sistema elétrico.	86,8	47,7	128 256
Madeira	17/08/13 01:19	Incêndio ocorrido no concelho do Funchal que afetou a linha VIT-PFE da rede de transporte provocando um curto circuito devido às altas temperaturas. Esta ocorrência provocou um forte desequilíbrio entre a produção e a carga causando variações de frequência.	55,0	42,5	126 708
Madeira	10/12/13 23:52	Fortes ventos que resultaram na quebra de um troço de um poste da rede de distribuição em MT, devido a vento forte, provocando a queda da linha respetiva.	5,4	3,3	1422
Porto Santo	09/02/13 04:09	Avaria num equipamento associado ao barramento de 6,6 kV do posto de corte PST-PST-094(TT) que não atuou de forma correta, provocando na rede uma sobrecarga, originando o colapso de todo o sistema elétrico.	2,4	55,3	4289
Porto Santo	02/11/13 19:54	Disparo por proteção de terras em PT da rede de distribuição provocado por um animal roedor.	0,95	18	94

Verificação do cumprimento dos padrões gerais

O quadro seguinte apresenta, para 2013, os valores dos indicadores gerais para MT e BT e os respetivos padrões, por zona de qualidade de serviço, para as ilhas da Madeira e do Porto Santo e para a RAM, considerando as interrupções longas, excluindo os casos fortuitos ou de força maior.

Indicadores	Zonas	Madeira	Porto Santo	Padrão Ilhas	RAM	Padrão RAM	
TIEPI MT (horas)	Zona A	0,29	-	3	0,28	2	
	Zona B	0,18	1,27	6	0,24	4	
	Zona C	1,45	0,23	18	1,39	12	
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	Zona A	0,34	-	4	0,33	3
		Zona B	0,24	1,37	7	0,30	6
		Zona C	1,67	1,10	10	1,65	9
	BT	Zona A	2,52	-	4	2,52	3
		Zona B	2,88	1,95	7	2,76	6
		Zona C	3,58	2,04	10	3,54	9
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	Zona A	0,21	-	3	0,20	3
		Zona B	0,15	1,11	6	0,21	5
		Zona C	2,05	0,27	18	1,95	12
	BT	Zona A	1,41	-	6	1,41	4
		Zona B	2,01	0,87	10	1,87	8
		Zona C	3,61	0,82	22	3,54	14

À semelhança do sucedido nos últimos anos, em 2013 todos os padrões gerais foram cumpridos.

Indicadores individuais

No que respeita às redes de transporte da RAM, verifica-se que os valores padrão referentes ao número de interrupções não foram ultrapassados. Quanto à duração das interrupções, num PdE da ilha da Madeira verificou-se que a duração acumulada das interrupções foi superior a 2 horas, ou seja, superior ao valor padrão estabelecido (neste PdE não existe nenhum cliente).

Relativamente à distribuição em MT, não se verificou o incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções. No número de interrupções verificou-se o incumprimento em 9 PT's, sendo 5 dos clientes em MT, originando as respetivas compensações.

Nas redes de distribuição em BT na região RAM, não se registaram incumprimentos no número de interrupções e na duração das interrupções.

O quadro seguinte apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2013, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

O valor das compensações pagas a clientes no ano de 2013 ascendeu a 5780 euros, valor superior a cerca de 40% em relação ao ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 28,90 euros.

Nível de tensão		MT			BT ≤20,7 kVA			BT >20,7 kVA			Total
		Zona	A	B	C	A	B	C	A	B	
Número de clientes	Abrangidos	0	2	3	32	2	93	-	-	1	133,00
	A compensar	0	2	3	3	1	78	-	-	1	88,00
Montantes (€)	Compensação a clientes	-	696,6	1.575,65	12,30	18,3	3.323,49	-	-	156,60	5782,93
	Fundo de investimento	-	-	-	9,10	0,66	19,14	-	-	-	28,90
Total		-	696,6	1.575,65	21,40	18,9	3.342,63	-	-	156,6	5811,83

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2013 verificou-se uma melhoria importante dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAM, tendo nalguns casos sido atingidos os valores mais baixos desde que existem registos.

Por comparação com o ano de 2012, verificou-se que houve uma diminuição dos valores dos indicadores gerais das redes de distribuição em MT da RAM em relação aos valores do ano anterior, com excepção do END e do SAIFI MT para a ilha da Madeira.

Ao nível das redes de transporte, em média, as interrupções acidentais com origem na produção contribuíram em cerca de 4,5% para os indicadores gerais das redes de transporte da RAM, sendo um valor bastante inferior ao ano anterior.

Quanto às interrupções acidentais regista-se uma grande influência destas interrupções, em particular com origem nas redes de distribuição que, em média, contribuíram em cerca de 40% para os indicadores gerais das redes de distribuição em MT da RAM.

A nível da distribuição em BT, verificou-se uma grande influência das interrupções acidentais, em particular com origem na produção que, em média, contribuíram em cerca de 5,9% para os indicadores gerais das redes de distribuição em BT da RAM.

À semelhança do sucedido nos últimos anos, em 2013 todos os padrões gerais foram cumpridos.

Registou-se um incumprimento do padrão associado ao indicador individual da rede de transporte relativo à duração total das interrupções, apenas na ilha da Madeira, não tendo afetado nenhum cliente.

O valor das compensações pagas a clientes ascendeu a 5780 euros, valor superior a cerca de 40% em relação ao ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 28,90 euros.

3.12 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

ENQUADRAMENTO

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. Estas características devem ser objeto

de monitorização de acordo com os procedimentos adotados regulamentarmente.

De acordo com o estabelecido no RQS Madeira, a EEM elaborou um plano de monitorização da qualidade da onda de tensão para 2013 que previa a realização de monitorizações contínuas (durante todo o ano) e semestrais.

CARACTERIZAÇÃO

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2013 na RAM contemplaram medições anuais em 10 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 32 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1752 Postos de Transformação (PT)), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

máximo registado encontrou-se 43,6% acima do limite). A EEM constatou que a origem da perturbação deveu-se a uma avaria resultante de mau contacto num seccionador de 30 kV, da cela 4, da SE CGR.

O quadro seguinte apresenta o número médio de cavas de tensão por ponto de monitorização registado nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, por nível de tensão, de acordo com o formato estabelecido na norma NP EN 50160: 2010. Não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nas redes de distribuição em BT porque o período das ações de monitorização (seis meses) foi inferior ao considerado necessário para se poder avaliar corretamente esta característica (um ano).

A relação entre as semanas efetivamente monitorizadas e as semanas previstas atingiu 94% na ilha da Madeira e 90% na ilha do Porto Santo, sendo os casos de incumprimento do plano de monitorização devidos à ocorrência de anomalias/avarias, problemas de comunicação e de logística na rotação dos equipamentos.

A taxa de conformidade geral foi de 98,6% para a ilha da Madeira e de 100% para a ilha de Porto Santo, o que significa que as não conformidades detetadas foram em número muito reduzido para a ilha da Madeira e inexistentes para a ilha do Porto Santo.

Em relação às ações de monitorização realizadas na ilha da Madeira registaram-se três situações de incumprimento relativo ao limite estabelecido para a 6.^a harmónica em três pontos de entrega nos concelhos de São Vicente e Funchal, durante 1 semana (valor

Número médio de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (Ilhas da Madeira e do Porto Santo)							
Tensão residual u (%)	Ilha	Un (kV)	Duração t (s)				
			0,01 < t <= 0,2	0,2 < t <= 0,5	0,5 < t <= 1	1 < t <= 5	5 < t <= 60
90 > u >= 80	Madeira	60	22,5	3,5	0,5	0,5	
		30	16	4,5			
		6,6	14,7	2,7			
	Porto Santo	6,6	1	1	1		
80 > u >= 70	Madeira	60	7,5	3			0,5
		30	0,8	0,3			
		6,6	3,3	0,3			
	Porto Santo	6,6					
70 > u >= 40	Madeira	60	1				
		30	11	0,5			0,3
		6,6	7,7	3,7		0,3	
	Porto Santo	6,6		1			
40 > u >= 5	Madeira	60					
		30	0,5				
		6,6	0,3				
	Porto Santo	6,6					
5 > u	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					

No nível de 6,6 kV da ilha do Porto Santo registou-se um valor absoluto de 4 cavas de tensão em 1 ponto em que foi realizada monitorização (em 2012 registaram-se 3 cavas de tensão). Das 4 cavas de tensão, 2 apresentaram duração entre os 200 ms e 500 ms e tensão residual com valor igual a 50%.

No nível de 60 kV da ilha da Madeira registou-se um valor absoluto de 78 cavas de tensão nos 2 pontos em que foi realizada monitorização. Das 78 cavas de tensão, 62 apresentaram

duração menor ou igual a 200 ms e tensão residual com valor superior a 79%.

No nível de 30 kV da ilha da Madeira, nos 4 pontos de monitorização foi registado um total de 135 cavas de tensão, 113 das quais com duração inferior a 200 ms.

No nível de 6,6 kV da ilha da Madeira, registaram-se 99 cavas de tensão nos 3 pontos de rede equipados com monitorização. Deste total de cavas de tensão, aproximadamente 79% apresentou duração inferior a 200 ms.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2013 na RAM contemplaram medições anuais em 10 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 32 subestações) e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo (compostas por 1752 PT), de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

A taxa de cumprimento do plano de monitorização foi de 94% na ilha da Madeira e 90% na ilha do Porto Santo.

A taxa de conformidade geral foi de 98,6% para a ilha da Madeira e de 100% para a ilha de Porto Santo.

No ano de 2013, em 22 pontos de rede monitorizados, registaram-se 316 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 6,6, 30 e 60 kV, das quais 312 na ilha da Madeira e 4 na ilha do Porto Santo.

4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

4.1 LIGAÇÕES ÀS REDES

ENQUADRAMENTO

A ligação às redes é uma atividade dos operadores das redes que abrange duas ações principais: orçamentação e execução.

A avaliação deste serviço na baixa tensão é feita por dois indicadores gerais, cujos padrões estabelecem que as empresas na RAA e em Portugal continental devem apresentar os orçamentos e executar as ligações até 20 dias úteis, em pelo menos 95% das situações.

Realça-se que o cálculo dos indicadores somente se aplica nas situações em que existe rede nas proximidades da instalação a ligar.

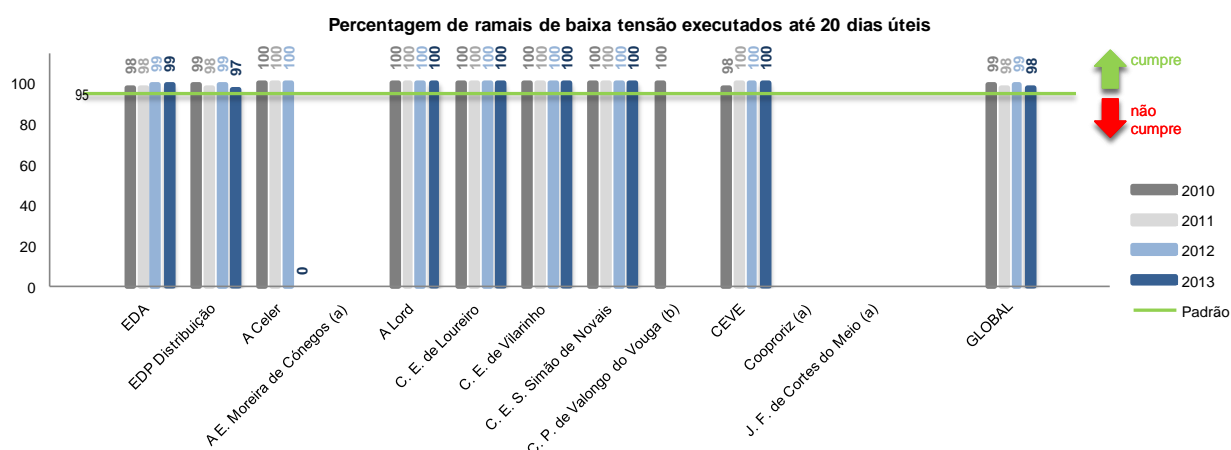
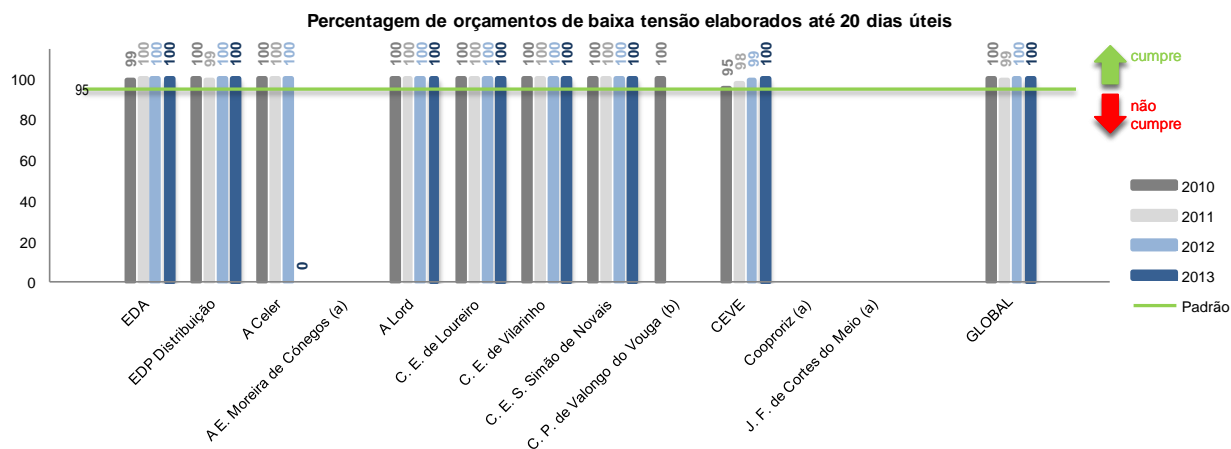
A EEM não é obrigada a desempenhar estas atividades, sendo estas diretamente realizadas

por prestadores de serviços, pelo que estes indicadores não se aplicam na RAM.

O enquadramento regulamentar das condições comerciais das ligações às redes foi significativamente alterado² em 2012, com efeitos desde maio de 2013. Também a regulamentação de qualidade de serviço sobre este tema foi atualizada em conformidade, sendo 2013 o último ano em que se avalia o desempenho das empresas à luz do RQS anteriormente em vigor.

² Para mais informação sobre este tema sugere-se consulta à [página das ligações às redes](#) no portal da [ERSE](#) na internet.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível.

As empresas que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram os padrões dos indicadores gerais.

Os valores dos indicadores têm-se mantido estáveis ao longo dos quatro últimos anos.

Foram elaborados cerca de 30 mil orçamentos para ligações em BT e executadas perto de 14 mil ligações pelos operadores das redes. Manteve-se a tendência verificada nos últimos anos de diminuição significativa do número de orçamentos e ramais executados (22% e 36% face a 2012, respetivamente), provavelmente resultante do abrandamento do ritmo da construção civil no país.

A diferença entre o número de orçamentos e o número de ramais executados pelos operadores das redes deve-se a dois fatores: parte dos orçamentos solicitados não é realizada; parte dos ramais é executada por prestadores de serviços diretamente contratados pelos requisitantes.

Número de orçamentos de baixa tensão elaborados				
	2010	2011	2012	2013
EDA	6 578	5 602	5 221	4 687
EDP Distribuição	50 240	42 678	33 108	25 367
A Celer	79	79	43	0
A.E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	69	38	22	24
C. E. de Loureiro	25	23	15	12
C. E. de Vilarinho	20	15	13	14
C. E. S. Simão de Novais	67	69	42	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	34			
CEVE	57	59	157	39
Cooproriz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	57 169	48 563	38 621	30 143

Ver notas do gráfico.

Número de ramais de baixa tensão executados pelos operadores

	2010	2011	2012	2013
EDA	6 236	5 316	4 871	4 343
EDP Distribuição	28 066	20 161	16 531	9 420
A Celer	67	68	40	0
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	69	31	19	23
C. E. de Loureiro	25	16	12	7
C. E. de Vilarinho	12	12	10	10
C. E. S. Simão de Novais	58	32	21	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	22			
CEVE	104	56	24	39
Cooprорiz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	34 659	25 692	21 528	13 842

Ver notas do gráfico.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

A tendência de redução do número de orçamentos e ramais executados pelos operadores das redes verificada nos últimos anos manteve-se em 2013.

As empresas têm vindo a demonstrar um desempenho positivo no que se refere às ligações às redes em BT, tanto na vertente de orçamentação como na de execução da obra de ligação.

4.2 ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO NA BAIXA TENSÃO

ENQUADRAMENTO

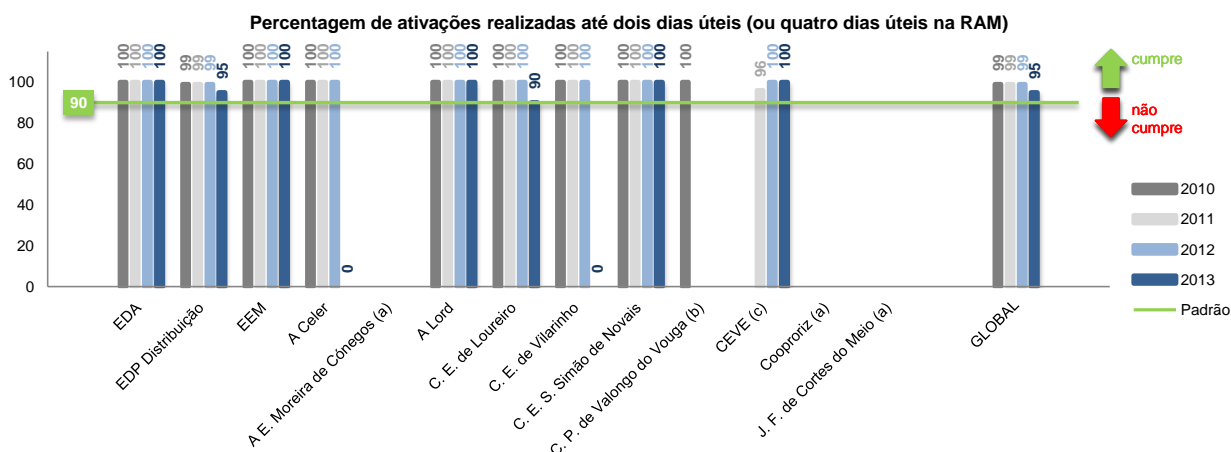
A ativação de fornecimento em instalações de baixa tensão é o serviço prestado pelo operador da rede de distribuição que, após celebração de um contrato entre um cliente e um comercializador, permite iniciar o fornecimento de eletricidade.

A qualidade é avaliada através de um indicador geral e de padrões que variam conforme a região. Na RAA e em Portugal continental as empresas devem garantir a ativação de fornecimento no prazo de dois dias úteis em pelo menos 90% das situações. Na RAM a EEM

deve garantir a ativação no prazo de quatro dias úteis em pelo menos 90% das situações.

No cálculo destes indicadores só são consideradas as situações que envolvam intervenções simples no local de consumo, o qual está sem fornecimento. Não se consideram as mudanças de comercializador ou de titularidade do contrato sem interrupção de fornecimento, nem as situações em que a ativação não é efetuada na data acordada por facto imputável ao cliente ou por preferência deste.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível. (c) Informação de 2010 não disponível.

As entidades que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram o padrão do indicador geral.

Em 2013 registou-se um aumento de 26% no número de ativações relativamente ao ano anterior.

Número de ativações de fornecimento realizadas				
	2010	2011	2012	2013
EDA	3 828	3 401	3 184	2 594
EDP Distribuição	199 886	220 075	160 610	204 350
EEM	3 960	3 965	3 755	4 287
A Celer	120	120	40	22
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	306	252	164	273
C. E. de Loureiro	33	33	35	72
C. E. de Vilarinho	12	12	10	10
C. E. S. Simão de Novais	58	32	21	18
C. P. de Valongo do Vouga (b)	51			
CEVE (c)		165	509	178
Cooprtriz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	208 254	228 055	168 328	211 804

Ver notas do gráfico.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

Os valores obtidos para este indicador ao longo dos anos e a sua evolução têm sido positivos, destacando-se o cumprimento por todas as entidades que apresentaram informação completa à ERSE.

4.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL

ENQUADRAMENTO

As empresas devem dispor de atendimento presencial e devem monitorizar os tempos de espera nos centros com maior número de atendimentos, de acordo com as regras dos RQS.

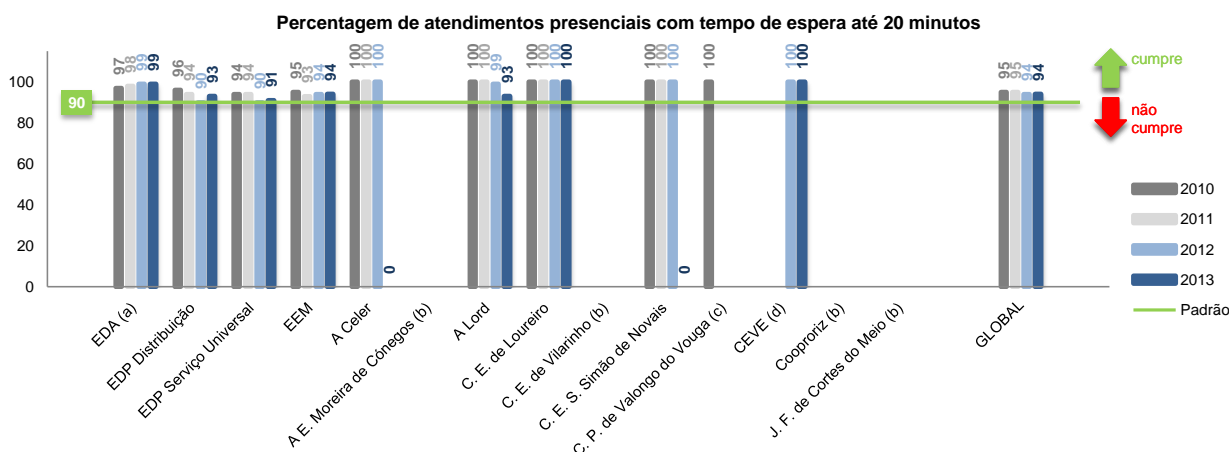
Em 2013, foram monitorizados nas regiões autónomas os seguintes centros: Matriz (Ponta Delgada, ilha de S. Miguel), Angra do Heroísmo (ilha Terceira) e Ribeira Grande (ilha de S. Miguel), para a EDA, e lojas da Sede e do Cidadão (Funchal, ilha da Madeira) e Machico (ilha da Madeira), para a EEM. Em Portugal continental, foram monitorizados os seguintes centros: Porto, Leiria, Lisboa e Vila da Feira,

comuns à EDP Distribuição e à EDP Serviço Universal, Loures e Vila Real, para a EDP Distribuição, Amadora e Gaia, para a EDP Serviço Universal. Algumas cooperativas monitorizaram os atendimentos efetuados nas suas sedes.

A avaliação do atendimento presencial é realizada através de um indicador geral, cujo padrão estabelece que o tempo de espera deve ser inferior a 20 minutos em pelo menos 90% das situações.

Este indicador aplica-se aos comercializadores de último recurso e aos operadores das redes de distribuição.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação do quarto trimestre de 2010 incompleta. (b) Informação até 2013 não disponível. (c) Informação desde 2011 não disponível. (d) Informação até 2011 não disponível.

As empresas que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram o padrão do indicador geral. Verificou-se a manutenção do valor do indicador em termos globais.

Ocorreram cerca de 642 mil atendimentos nos 18 centros monitorizados, verificando-se um decréscimo de 16% face ao ano anterior.

Número de atendimentos presenciais nos centros monitorizados

	2010	2011	2012	2013
EDA (a)	134 955	157 165	164 858	141 458
EDP Distribuição	33 429	37 566	33 435	32 244
EDP Serviço Universal	204 589	256 966	273 092	171 634
EEM	215 156	228 169	244 491	246 313
A Celer	12 486	11 670	11 504	6 505
A.E. Moreira de Cónegos (b)				
A Lord	1 806	2 992	23 651	24 744
C. E. de Loureiro	4 791	4 771	4 354	4 624
C. E. de Vilarinho (b)				
C. E. S. Simão de Novais	2 338	1 669	1 305	2 168
C. P. de Valongo do Vouga (c)	0			
CEVE (d)	13 282	6 563	9 959	11 857
Coopriz (b)				
J. F. de Cortes do Meio (b)				
Total Geral	622 832	707 531	766 649	641 547

Ver notas do gráfico.

O número de atendimentos relacionados com a comercialização de último recurso é muito superior ao número dos relacionados com a operação das redes. De notar que todos os

centros prestam atendimento quer para a operação de rede quer para a comercialização de último recurso da mesma empresa ou grupo empresarial.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

O padrão estabelecido tem sido cumprido pelas empresas ao longo dos últimos quatro anos. O

número total de atendimentos manteve até 2012 uma tendência crescente, contrariada no último ano.

4.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

ENQUADRAMENTO

As empresas devem dispor de sistemas de atendimento telefónico que permitam um relacionamento comercial completo. A avaliação deste serviço é realizada através de um indicador geral com padrões que estabelecem que o tempo de espera deve ser inferior a 60 segundos em pelo menos 80% dos atendimentos nas regiões autónomas, e 85% em Portugal continental.

Este indicador aplica-se aos comercializadores de último recurso e aos operadores das redes de distribuição, com exceção dos exclusivamente em baixa tensão.

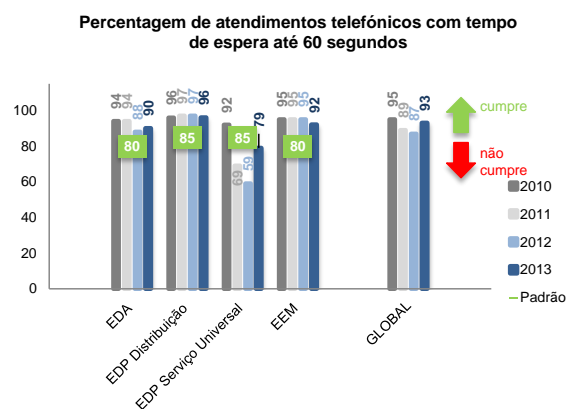
Às empresas com atendimento telefónico centralizado aplica-se ainda o regime jurídico

dos *call centers*. Nesse âmbito, as empresas devem assegurar que o tempo de espera de cada chamada é inferior a 60 segundos. Caso tal não seja possível, deve ser dada a possibilidade ao cliente de deixar um contacto e de referir a finalidade da chamada. A empresa deve devolver a chamada no prazo de dois dias úteis.

A todos os clientes deve ser assegurado um atendimento telefónico gratuito e permanente para a comunicação de avarias e leituras.

O atendimento telefónico é o canal mais utilizado pelos clientes para comunicarem com as empresas.

CARACTERIZAÇÃO



A EDP Serviço Universal não cumpriu o padrão do indicador geral, tal como em 2011 e 2012. Apesar de a empresa apresentar valores acima do padrão nos três últimos trimestres de 2013 (88%, 98% e 94%, respetivamente), os valores do primeiro trimestre condicionaram o resultado anual. A empresa informou que as alterações efetuadas no atendimento, nomeadamente o alargamento do horário e a criação de uma segunda linha de atendimento (utilizada quando o atendedor inicial conclui que a chamada terá

duração alargada) contribuíram para a melhoria do desempenho ao longo de 2013.

As restantes empresas cumpriram o padrão do indicador, registando-se, globalmente, uma melhoria face a 2012.

No que respeita ao cumprimento do regime jurídico dos centros de atendimento, nomeadamente dos tempos de devolução de contactos, a EDP Serviço Universal indicou ter devolvido 75 662 chamadas tendo reportado um tempo médio de 4,1 dias úteis para o ano de 2013, registando, porém, tempos médios mensais abaixo dos 2 dias úteis a partir de abril de 2013. As restantes empresas ainda não dispõem de informação que permita avaliar se os prazos legalmente estabelecidos estão a ser cumpridos. A EDP Distribuição informou que os sistemas que permitirão obter os respetivos dados foram implementados já em 2014.

Em 2013, no conjunto das empresas, registaram-se aproximadamente 15,6 milhões

de atendimentos efetivos, o que constitui um aumento de 19% face ao ano anterior.

Número de atendimentos telefónicos				
	2010	2011	2012	2013
EDA	211 888	219 750	289 845	301 423
EDP Distribuição	7 242 168	7 335 703	9 076 595	12 104 584
EDP Serviço Universal	2 875 188	3 203 578	3 493 769	3 054 703
EEM	170 315	163 441	194 611	132 249
Total Geral	10 499 559	10 922 472	13 054 820	15 592 959

De realçar, à semelhança do ano passado, o significativo aumento do número de

atendimentos da EDP Distribuição (33% face a 2012), tendo a empresa mantido o cumprimento do padrão do indicador.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com exceção da EDP Serviço Universal, as empresas cumpriram o padrão do indicador geral.

A ERSE continuou o acompanhamento do desempenho da EDP Serviço Universal, na sequência dos incumprimentos identificados em 2011 e 2012. A empresa, em reuniões semestrais, apresentou descrições detalhadas das ações tomadas para colmatar o não cumprimento do padrão e informou que as

medidas já em curso são a justificação para a melhoria da situação a partir do primeiro trimestre de 2013, com os três últimos trimestres já a apresentarem valores do indicador superiores ao padrão de 85%.

A ERSE voltou a alertar as empresas sobre a necessidade de adotarem, tão breve quanto possível, procedimentos que permitam verificar o cumprimento de todas as disposições legais do regime jurídico dos *call centers*.

4.5 AVARIA NA ALIMENTAÇÃO DO CLIENTE

ENQUADRAMENTO

Para além de avarias nas redes, podem ocorrer avarias na alimentação individual da instalação do cliente, afetando apenas esse cliente, normalmente privando-o do fornecimento de eletricidade.

Habitualmente é necessária a deslocação do operador da rede à instalação do cliente, devendo a empresa chegar ao local nos seguintes prazos máximos:

- 5 horas para os clientes em BT nas zonas C;
- 3 horas para os clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico e clientes prioritários;

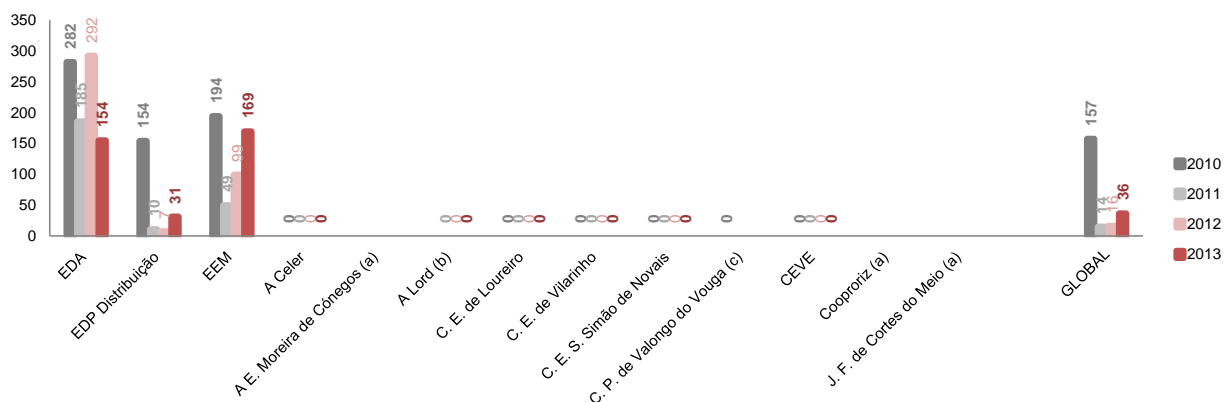
- 4 horas para os restantes clientes.

Caso o prazo não seja cumprido pela empresa, o cliente tem direito a uma compensação cujo valor varia entre 15 e 92 euros, consoante o nível de tensão, a potência contratada e a região.

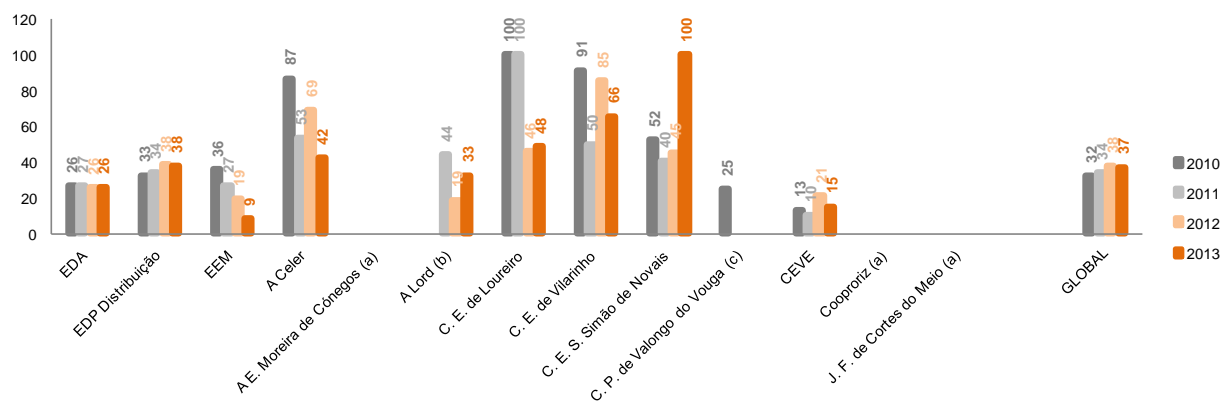
Se a avaria tiver origem na instalação do cliente, o operador da rede tem direito a uma compensação de valor igual às acima referidas (com exceção dos clientes em BTN cujo valor é de 9 euros, em Portugal continental, e 7,5 euros nas regiões autónomas).

CARACTERIZAÇÃO

Número de incumprimentos dos prazos de resposta por cada dez mil avarias



Percentagem de avarias da responsabilidade dos clientes



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação de 2010 não disponível. (c) Informação desde 2011 não disponível.

O número de incumprimentos por parte dos operadores das redes continua, à semelhança dos anos anteriores, a ser muito reduzido quando comparado com o total de assistências técnicas realizadas (36 incumprimentos por cada dez mil assistências, em 2013). Embora, no global, se tenha verificado um aumento relativamente ao ano anterior de mais de 50%, o número reduzido de situações de incumprimento não permite análises detalhadas.

A diferença entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas pode justificar-se com a existência de um diferimento do pagamento da compensação face à data que originou o direito à compensação. Assim, é possível que existam compensações do ano

anterior a pagar ou que transitem compensações para o ano seguinte.

Número de incumprimentos dos prazos de resposta a avarias na alimentação individual e compensações pagas a clientes

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
EDA	54	27
EDP Distribuição	409	330
EEM	35	31
A Celer	0	0
A.E. Moreira de Cónegos (a)	0	0
A Lord (b)	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (c)	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz (a)	0	0
J. F. de Cortes do Meio (a)	0	0
Total Geral	498	388

Ver notas do gráfico.

O número de avarias na alimentação individual dos clientes aumentou 6,7% relativamente ao ano anterior, sendo que em 2012 foram comunicadas 138 100 situações. Desde as

alterações aos sistemas de informação da EDP Distribuição realizadas em 2012, o reporte de informação neste parâmetro passou a ser mais preciso.

O número de situações em que a avaria se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade é elevado (37% das situações).

Número de avarias na alimentação individual dos clientes

	2010	2011	2012	2013
EDA	4 650	3 509	3 634	3 497
EDP Distribuição	180 886	148 260	123 682	132 248
EEM	1 807	1 631	1 817	2 071
A Celer	61	111	26	78
A. E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord (b)	0	82	43	86
C. E. de Loureiro	16	15	46	95
C. E. de Vilarinho	35	24	27	29
C. E. S. Simão de Novais	46	47	33	63
C. P. de Valongo do Vouga (c)	24			
CEVE	180	163	99	79
CooprORIZ (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	187 705	153 842	129 407	138 246

Ver notas do gráfico.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desempenho das empresas verificou um decréscimo no que se refere a este padrão. Todavia, o número de situações em que o operador de rede se desloca à instalação do cliente sem que a avaria seja da responsabilidade do próprio operador é significativo e eleva desnecessariamente os custos do sistema. Por esse motivo, a ERSE

tem vindo a recomendar às empresas atuações no sentido de minorar estas ocorrências, designadamente através de ações de informação aos clientes sobre esta matéria, bem como procedimentos internos que permitam o despiste eficaz no momento da comunicação das avarias.

4.6 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO APÓS INTERRUPTÕES ACIDENTAIS NA REDE

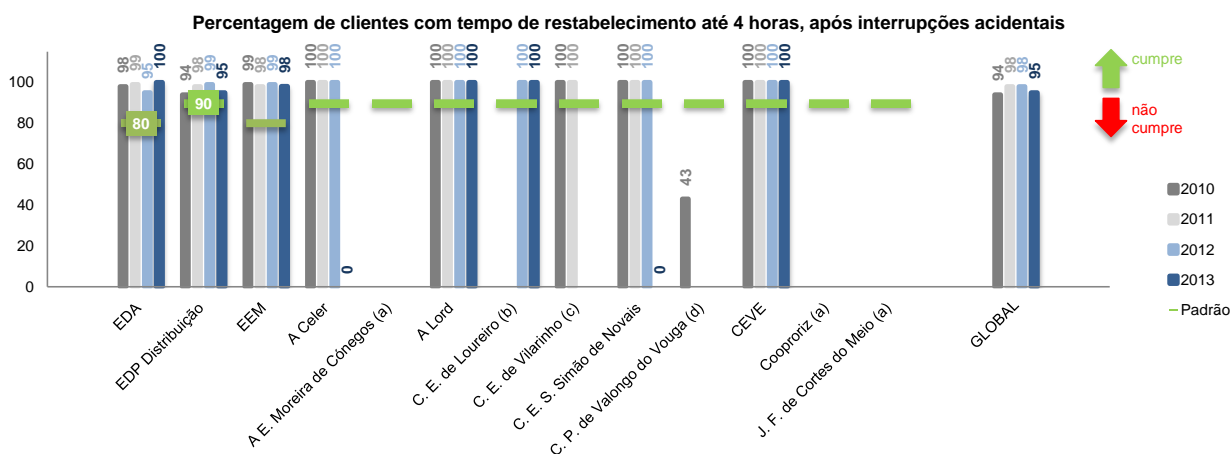
ENQUADRAMENTO

As redes de distribuição de energia estão sujeitas a sofrer interrupções do tipo acidental, por exemplo devido a condições meteorológicas adversas.

Após a ocorrência de uma interrupção deste tipo, os operadores das redes devem restabelecer o serviço aos clientes, sendo o tempo de reposição avaliado por um indicador geral que tem associado um padrão de qualidade de serviço.

Assim, para Portugal continental, está estabelecido que os operadores das redes devem restabelecer o fornecimento até quatro horas para pelo menos 90% dos clientes afetados. Nas regiões autónomas o serviço deve ser reposto também até quatro horas para pelo menos 80% dos clientes afetados.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Sem ocorrências em 2010 e 2011. (c) Sem ocorrências em 2012. (d) Informação desde 2011 não disponível.

Os operadores das redes que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram o padrão do indicador geral. Em termos globais, o desempenho foi pior que o verificado em 2012.

O número de interrupções acidentais verificadas em 2013 (cerca de 21 milhões) representam um aumento de cerca de 50% face ao ano anterior, contrariando a tendência decrescente até então verificada (-26% de 2011 para 2012). Esta variação foi sentida especialmente em Portugal continental no primeiro trimestre, que segundo

as empresas, se deveu aos eventos climáticos do início do ano de 2013.

Número de interrupções acidentais em instalações de clientes cuja responsabilidade é do ORD

	2010	2011	2012	2013
EDA	1 565 356	871 427	1 134 350	884 593
EDP Distribuição	29 613 209	17 470 795	12 412 440	19 984 711
EEM	309 479	266 234	202 096	212 722
A Celer	26	75	26	0
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	135	82	35	86
C. E. de Loureiro (b)	0	0	37	16
C. E. de Vilarinho (c)	163	255	0	0
C. E. S. Simão de Novais	110	98	106	0
C. P. de Valongo do Vouga (d)	7			
CEVE	23 483	3 867	3 404	10 308
Coopriz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	31 511 968	18 612 833	13 752 494	21 092 436

Ver notas do gráfico. A CEVE informou que todas as interrupções registadas são da responsabilidade da rede MT.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

As empresas que reportaram informação em 2013 tiveram desempenhos nos últimos quatro

anos que lhes permitiram cumprir o padrão do indicador geral.

4.7 VISITA COMBINADA

ENQUADRAMENTO

Existem operações ou solicitações que obrigam a uma deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente. Nestas situações é efetuada uma visita, na maioria das vezes combinada com o cliente para um determinado horário.

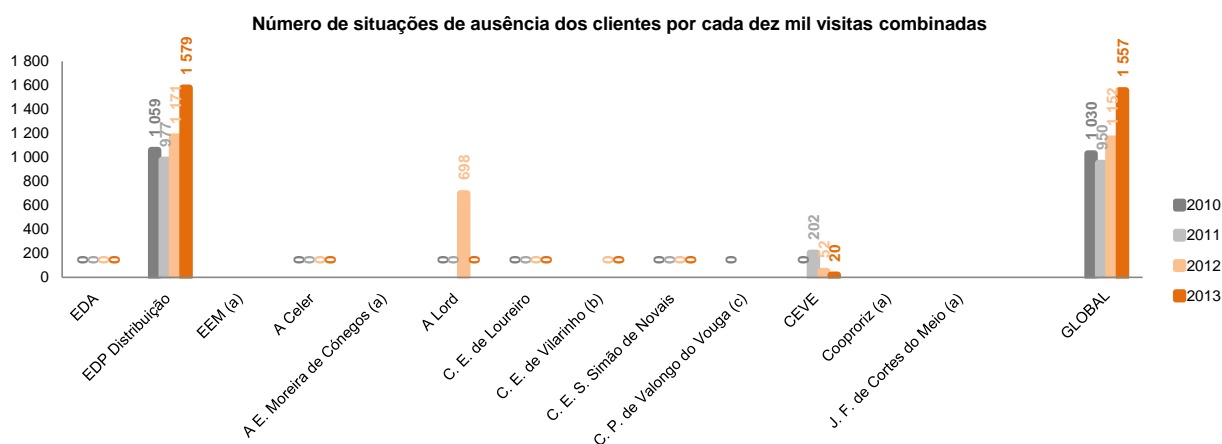
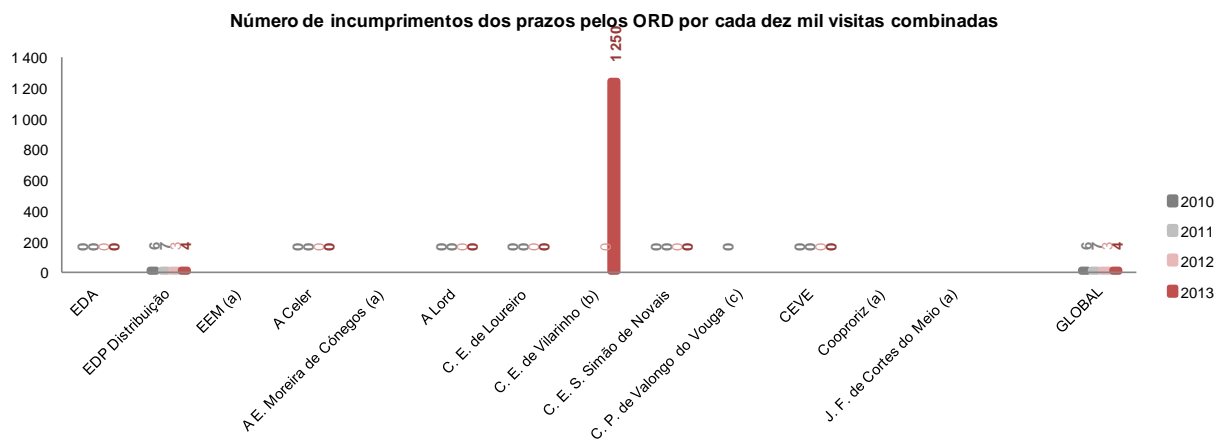
Estão previstas as seguintes modalidades de marcação:

- Início da visita dentro de um período de duração máxima de duas horas e meia (modalidade obrigatória).
- Início da visita dentro de um período de 5 horas, devendo o operador garantir ao cliente um pré-aviso com a antecedência de

uma hora, por via telefónica, relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da visita (modalidade opcional em Portugal continental).

Caso o período acordado não seja cumprido pela empresa, o cliente tem direito a uma compensação cujo valor varia entre 15 e 92 euros, consoante o nível de tensão, a potência contratada e a região. Se o cliente não se encontrar na sua instalação durante o período acordado até à chegada da empresa, o operador de rede deve ser compensado com o mesmo valor. Trata-se de um comprometimento entre o cliente e a empresa.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação de 2010 e 2011 incompleta. (c) Informação desde 2011 não disponível.

O número de situações em que a EDP Distribuição não cumpre o intervalo agendado permanece, à semelhança do ano passado, diminuto quando comparado com o número total de visitas combinadas (4 em cada dez mil visitas). A C. E. de Vilarinho apresenta um valor de 1250 incumprimentos por cada 10 mil visitas combinadas devido a ter registado um incumprimento nas 8 visitas que realizou.

Número de incumprimentos dos horários das visitas combinadas e de compensações pagas a clientes

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
EDA	0	0
EDP Distribuição	403	398
EEM (a)	0	0
A Celer	0	0
A.E. Moreira de Cónegos (a)	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho (b)	1	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (c)	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz (a)	0	0
J. F. de Cortes do Meio (a)	0	0
Total Geral	404	398

Ver notas do gráfico.

O número de visitas combinadas em 2013, cerca de 942 mil, representa um aumento de 13% face a 2012.

Número de visitas combinadas às instalações de clientes

	2010	2011	2012	2013
EDA	74	103	77	247
EDP Distribuição	751 620	840 701	822 980	929 766
EEM (a)	20 653	22 125	11 703	11 604
A. Celer	25	17	14	11
A. E. Moreira de Cónegos (a)				
A. Lord	73	52	86	52
C. E. de Loureiro	0	0	51	2
C. E. de Vilarinho (b)	0	1	0	8
C. E. S. Simão de Novais	6	16	35	30
C. P. de Valongo do Vouga (c)	0			
CEVE	173	1 828	1 736	1 007
CooprORIZ (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	772 624	864 843	836 682	942 727

Ver notas do gráfico.

O número de situações em que a visita combinada não se efetuou porque o cliente não se encontrava nas suas instalações no horário

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desempenho das empresas é satisfatório, uma vez que, na grande maioria das situações, o operador da rede cumpre o horário agendado.

Por outro lado, o número de situações em que os clientes não se encontram nas suas instalações no horário acordado continua a ser significativo, com 2013 a apresentar o número mais elevado de sempre de situações de

acordado continua a ser significativo (superior a 1500 por cada dez mil visitas combinadas em 2013), um aumento muito superior ao registado no ano passado. Esta questão permanece, apesar dos esforços dos ORD para a sua mitigação.

Em 2013 foram pagos 7260 euros em compensações aos clientes.

Os operadores das redes, tal como em anos anteriores, optaram por não cobrar a maioria das compensações devidas pelos clientes (99,8%).

ausência de clientes por cada 10 mil visitas combinadas. Assim, a ERSE recomenda que as empresas aumentem a prioridade na mitigação desta situação através da continuação e incremento de ações de prevenção, designadamente através da informação prévia e direta a cada cliente. A utilização destas ações deve ser complementada com a cobrança de compensações aos clientes que ainda assim continuam a incumprir.

4.8 LEITURA DO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

ENQUADRAMENTO

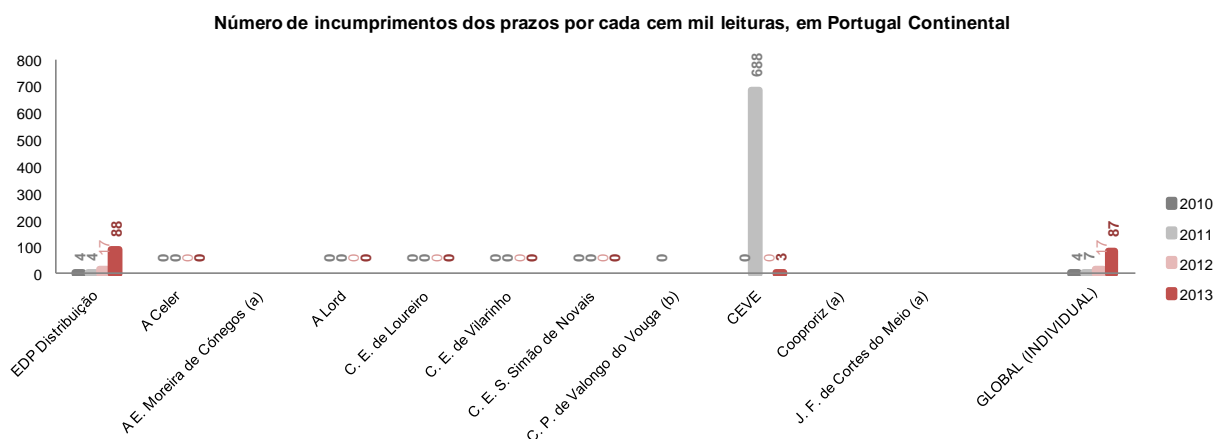
A frequência de leitura dos contadores é um tema que tem vindo a ser considerado muito importante pelos consumidores, nomeadamente pela relação que tem com o rigor da faturação e a necessidade de limitar a utilização de estimativas.

Nas regiões autónomas encontra-se definido um indicador geral com um padrão que define que os contadores de instalações em BT devem ser

lidos pelo menos uma vez por ano em 98% das situações.

Portugal continental tem um indicador individual que define que o intervalo entre duas leituras de clientes BTN não deve exceder os seis meses, para contadores acessíveis. Em caso de incumprimento, o cliente deve ser compensado em 18 ou 30 euros, consoante a potência contratada.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação de 2011 e 2012 não disponível.

Em Portugal continental, das empresas que apresentaram informação completa à ERSE somente a EDP Distribuição e a CEVE reportaram incumprimentos, ou seja, situações em que o equipamento de contagem esteve mais de seis meses sem leitura.

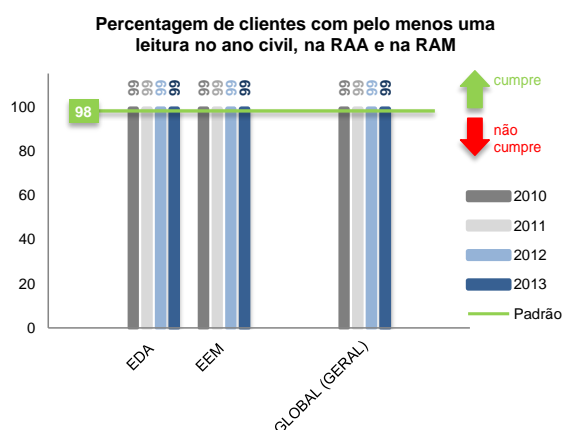
Número de incumprimentos dos intervalos de leituras e compensações pagas a clientes, em Portugal Continental

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
EDP Distribuição	25 872	25 947
A Celer	0	0
A E. Moreira de Cónegos (a)	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz (a)	0	0
J. F. de Cortes do Meio (a)	0	0
Total Geral	25 872	25 947

Ver notas do gráfico.

O número de incumprimentos da EDP Distribuição aumentou significativamente face ao ano anterior, especialmente no primeiro semestre de 2013. A empresa referiu que em meados de 2012 foi contratada uma nova empreitada para a prestação de serviços de leitura de equipamento de medição, o que levou a algumas perturbações da atividade (novas entidades, com necessidade de formação e adaptação), que se refletiram já em 2013. A empresa referiu que a situação foi regularizada a partir do final de 2013.

No que respeita às regiões autónomas, a EDA e a EEM continuaram a cumprir o padrão do indicador geral.



Número de leituras realizadas pelos ORD e pelos clientes

	2010	2011	2012	2013
EDA	521 540	549 639	576 412	597 587
EDP Distribuição	28 888 161	30 468 035	27 309 093	29 375 764
EEM	582 221	570 445	568 346	580 932
A Celer	50 256	50 218	49 745	49 001
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	16 863	29 656	53 025	42 690
C. E. de Loureiro	25 003	24 947	18 654	24 853
C. E. de Vilarinho	17 497	17 638	16 304	17 344
C. E. S. Simão de Novais	39 342	39 535	39 444	21 862
C. P. de Valongo do Vouga (b)	26 184			
CEVE	119 737	107 445	107 691	101 525
Cooprорiz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	30 286 804	31 857 558	28 738 714	30 811 558

Ver notas do gráfico.

O número de leituras efetuadas retomou a tendência de aumento registada até 2011, tendo verificado no ano de 2013 face a 2012 um aumento de 7,2%.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

O desempenho das empresas ao longo dos últimos anos tem sido positivo na generalidade das situações.

Para um universo de 6,4 milhões de instalações consumidoras abrangidas por este indicador, de todos os ORD incluindo das regiões autónomas, o número de incumprimentos verificados, cerca de 4 por cada 1000 instalações, considera-se reduzido.

4.9 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

ENQUADRAMENTO

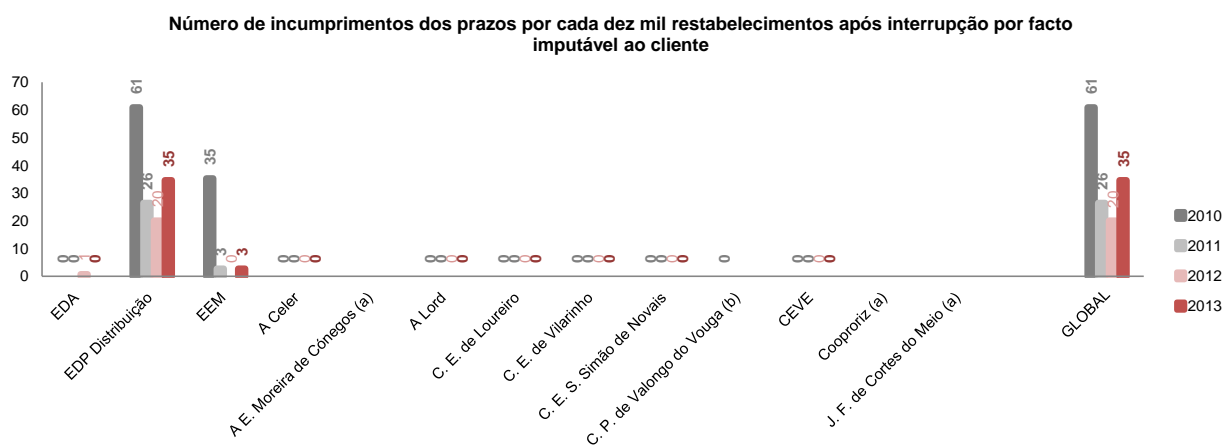
Existem determinados factos imputáveis ao cliente que originam a interrupção do fornecimento, sendo o mais comum a falta de pagamento das faturas de eletricidade. Após o momento da regularização da situação que originou a interrupção, o operador da rede de distribuição deve restabelecer o fornecimento nos seguintes prazos:

- Até às 17h00 do dia útil seguinte para clientes em baixa tensão;

- No período de oito horas para os restantes clientes;
- No prazo de quatro horas (zona A) ou cinco horas (zona B e C) caso o cliente pague o serviço de restabelecimento urgente.

O incumprimento do prazo de restabelecimento do fornecimento confere ao cliente o direito a uma compensação entre 15 e 92 euros, consoante o nível de tensão, a potência contratada e a região.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível.

O número de situações em que as empresas que apresentaram informação à ERSE não respeitaram os prazos máximos estabelecidos é diminuto quando comparado com o total de restabelecimentos efetuados (35 por cada dez mil restabelecimentos). Comparativamente com o ano anterior, há um aumento de 75%.

Número de incumprimentos dos prazos de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente e de compensações pagas a clientes

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
EDA	0	2
EDP Distribuição	1 051	1 046
EEM	1	1
A Celer	0	0
A E. Moreira de Cónegos (a)	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz (a)	0	0
J. F. de Cortes do Meio (a)	0	0
Total Geral	1 052	1 049

Ver notas do gráfico.

Foram registados aproximadamente 319 mil restabelecimentos do fornecimento de

eletricidade, um aumento de 1,2% face ao ano anterior.

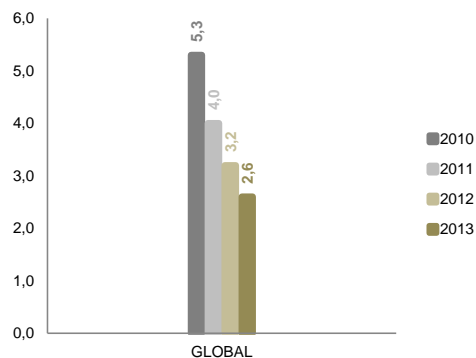
Número de restabelecimentos do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

	2010	2011	2012	2013
EDA	9 563	12 085	12 881	12 315
EDP Distribuição	291 194	317 069	297 331	303 093
EEM	2 548	3 648	4 879	3 622
A. Celer	23	57	150	81
A. E. Moreira de Cónegos (a)				
A. Lord	7	7	35	31
C. E. de Loureiro	0	0	0	3
C. E. de Vilarinho	17	11	44	31
C. E. S. Simão de Novais	42	25	25	33
C. P. de Valongo do Vouga (b)	10			
CEVE	82	80	188	145
CooprORIZ (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	303 486	332 982	315 533	319 354

Ver notas do gráfico.

Os clientes solicitaram restabelecimento urgente do fornecimento em apenas 2,6% das situações.

Percentagem de restabelecimentos urgentes



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desempenho dos operadores das redes tem sido positivo nos últimos três anos, sendo o número de incumprimentos reduzido. Nessas situações tem sido efetuado o pagamento de

compensações aos clientes, tendo os atrasos verificados sido objeto de acompanhamento.

4.10 RECLAMAÇÕES

ENQUADRAMENTO

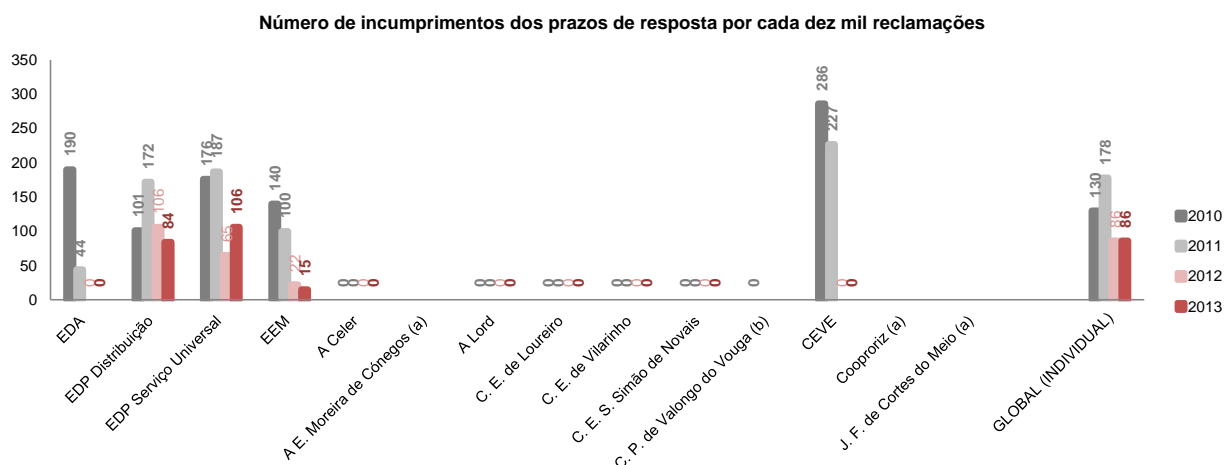
Os comercializadores de mercado devem responder às reclamações dentro do prazo acordado com os seus clientes. Eventuais compensações devidas em caso de incumprimento seguem também o estabelecido contratualmente.

Em Portugal continental, as restantes empresas devem responder às reclamações num prazo máximo de 15 dias úteis. Tratando-se de um indicador individual, o não cumprimento deste prazo obriga a empresa ao pagamento de uma

compensação ao cliente entre 18 a 92 euros, consoante o nível de tensão e a potência contratada.

Nas regiões autónomas, o indicador individual somente se aplica às reclamações sobre faturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de medição. Existe ainda um indicador geral com um padrão cujo objetivo é garantir a resposta aos clientes em 15 dias úteis, em pelo menos 95% das reclamações sobre qualquer tema.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 e 2012 não disponível.

Relativamente ao indicador individual, assinala-se que o número de incumprimentos por parte das empresas manteve a reduzida expressão quando comparado com o universo de reclamações, permanecendo em 86 por cada 10 mil reclamações em 2013.

Continuam a verificar-se discrepâncias entre o número de incumprimentos e o número de compensações(160), apesar de terem diminuído substancialmente face a 2012 (280). Sobre esta questão, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal referiram que parte das discrepâncias

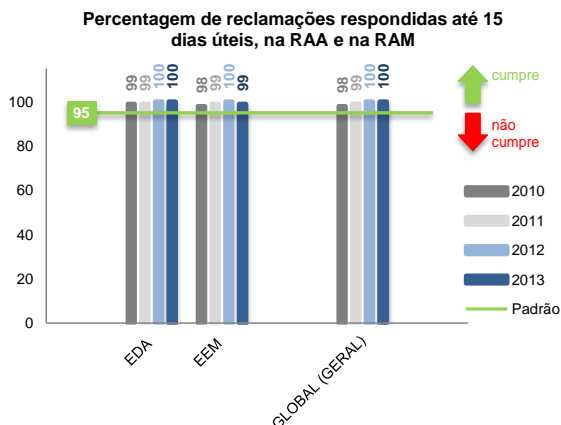
se deve a exclusões justificadas do pagamento de compensações.

Número de incumprimentos dos prazos de resposta a reclamações e de compensações pagas a clientes (temas com âmbito restrito na RAA e na RAM)

	Nº de incumprimentos	Nº de compensações pagas a clientes
EDA	0	0
EDP Distribuição	415	308
EDP Serviço Universal	422	369
EEM	1	1
A Celer	0	0
A E. Moreira de Cónegos (a)	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	0	0
CEVE	0	0
Coopríz (a)	0	0
J. F. de Cortes do Meio (a)	0	0
Total Geral	838	678

Ver notas do gráfico.

No que respeita ao indicador geral aplicável nas regiões autónomas, regista-se o cumprimento do respetivo padrão.



O número de reclamações recebidas em 2013 foi de 90 228, um aumento de cerca de 8% face ao ano de 2012.

A EDA registou uma diminuição de 18% no número de reclamações recebidas, face a 2012. Recorde-se que em 2012 se verificara um aumento de 43% face ao ano anterior, devido a três grandes eventos de interrupções na ilha Terceira.

A EDP Serviço Universal referiu ter efetuado um esforço de recuperação das reclamações não respondidas, verificando-se que nos trimestres mais recentes de 2013, o número de reclamações respondidas (independentemente

do período em que foram recebidas) foi superior ao número de reclamações recebidas.

Em 2013 foram respondidas cerca de 93 mil reclamações, um aumento de 16% relativamente ao ano anterior.

A EDP Distribuição apresenta um aumento de 27% no número de reclamações respondidas. Sobre este facto a empresa refere que este aumento está relacionado com o aumento de 19%, face a 2012, no número de reclamações recebidas e que foi o reflexo do regime perturbado de exploração das redes que ocorreu no início e no final do ano de 2013 quando Portugal continental esteve sujeito a condições meteorológicas de carácter excepcional.

Número de reclamações respondidas

	2010	2011	2012	2013
EDA	1 756	1 429	1 944	1 721
EDP Distribuição	43 222	39 203	39 130	49 620
EDP Serviço Universal	28 467	31 047	37 030	39 665
EEM	10 986	2 992	1 554	1 474
A Celer	9	5	5	9
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	45	3	8	7
C. E. de Loureiro	14	15	7	6
C. E. de Vilarinho	41	23	45	21
C. E. S. Simão de Novais	56	27	4	32
C. P. de Valongo do Vouga (b)	27			
CEVE	35	44	138	10
Coopríz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	84 658	74 788	79 865	92 565

Ver notas do gráfico.

No que respeita ao número de respostas a reclamações por cada mil clientes, há a destacar as variações, face ao ano anterior, da EDA, C. E. de Vilarinho, C. E. S. Simão de Novais e CEVE.

Número de reclamações respondidas por mil clientes

	2010	2011	2012	2013
EDA	15	12	17	14
EDP Distribuição	7	6	7	8
EDP Serviço Universal	5	5	8	10
EEM	77	21	11	10
A Celer	2	1	1	2
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	11	1	2	2
C. E. de Loureiro	7	8	3	3
C. E. de Vilarinho	28	16	30	14
C. E. S. Simão de Novais	17	8	1	10
C. P. de Valongo do Vouga (b)				
CEVE	4	5	15	1
Coopríz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	7	6	7	7

Ver notas da tabela anterior.

Os assuntos mais reclamados foram a faturação, o atendimento, os relacionados com as redes e as características técnicas da tensão

e os relacionados com o funcionamento do equipamento de medição, que, em conjunto, representaram 76% do total das reclamações.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

De uma forma geral, o número de incumprimentos face ao número de reclamações recebidas mantém-se baixo, pelo que se pode concluir que na maioria das situações as reclamações são respondidas num prazo inferior a 15 dias úteis.

Apesar de não ser tão expressivo como em 2012, voltou a registar-se, em 2013, um

aumento no número de reclamações recebidas. Este número é o mais elevado desde 2009.

A ERSE recomendou a continuação dos esforços por parte das empresas no sentido de minimizar a discrepância entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas aos clientes, bem como da minimização do número de incumprimentos.

4.11 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

ENQUADRAMENTO

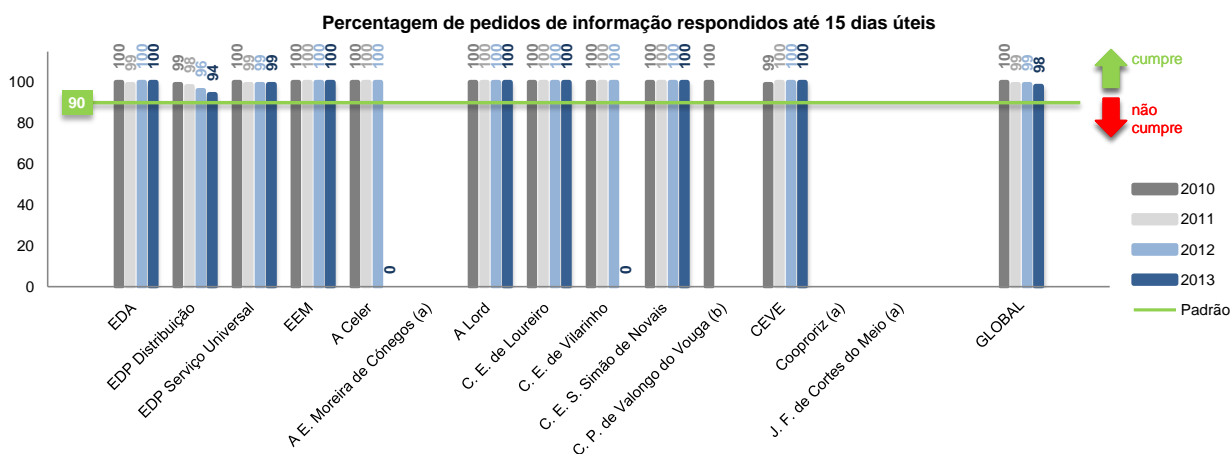
Os comercializadores em regime de mercado devem assegurar a receção de pedidos de informação nas diversas modalidades de atendimento previstas regulamentarmente, designadamente através da página na Internet. O prazo de resposta aplicável é estabelecido no contrato entre o cliente e o comercializador.

As restantes empresas devem responder aos pedidos de informação num prazo máximo de

15 dias úteis em pelo menos 90% das situações. De notar que nas regiões autónomas o indicador só se aplica aos pedidos de informação recebidos por escrito.

No âmbito do regime dos *call centers*, os pedidos de informação recebidos telefonicamente que não tenham resposta imediata devem ser respondidos num prazo de três dias úteis.

CARACTERIZAÇÃO



(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível.

As empresas que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram o padrão do indicador geral.

Registaram-se 1 583 674 respostas a pedidos de informação, incluindo pedidos de informação telefónicos, ostentando uma diminuição de 23% face ao ano anterior.

Os principais temas dos pedidos de informação foram faturação, cobrança e questões contratuais, que totalizaram 83% dos pedidos.

Número de pedidos de informação respondidos

	2010	2011	2012	2013
EDA	312	356	275	311
EDP Distribuição	122 121	133 179	174 769	211 819
EDP Serviço Universal	1 394 286	1 618 493	1 857 527	1 347 233
EEM	22 180	19 431	24 493	21 705
A Celer	368	332	337	11
A.E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	146	202	980	2 728
C. E. de Loureiro	880	966	920	24
C. E. de Vilarinho	4	2	11	10
C. E. S. Simão de Novais	124	125	284	21
C. P. de Valongo do Vouga (b)	58			
CEVE	154	539	548	1 076
Cooprtriz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	1 540 633	1 773 625	2 060 144	1 584 938

Ver notas do gráfico anterior.

No que respeita às obrigações decorrentes do regime dos *call centers*, as empresas não dispõem de informação que permita aferir o seu cumprimento em 2013. A EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal informaram que os respetivos sistemas que permitem registar o

tempo de resposta a pedidos de informação telefónicos que não tenham resposta imediata foram implementados já em 2014.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE reitera a necessidade de as empresas que não enviaram informação à ERSE cumprirem com essa obrigação regulamentar.

As entidades que apresentaram informação completa à ERSE cumpriram o padrão do indicador geral.

A ERSE recomendou a rápida adoção de procedimentos que permitam verificar o cumprimento das disposições legais do regime jurídico dos *call centers*, às empresas que ainda não o tenham feito.

4.12 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

ENQUADRAMENTO

Os processos de mudança de comercializador aplicam-se apenas em Portugal continental e a sua gestão é assegurada, atualmente, pela EDP Distribuição enquanto não for constituído o Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

Para aferir a qualidade desta atividade, é medido o tempo médio de mudança de

comercializador, não tendo sido definido padrão para este indicador.

Importa reforçar que o indicador se refere somente ao tempo da responsabilidade da EDP Distribuição. Uma mudança de comercializador exige normalmente um tempo superior, resultante nomeadamente do contacto entre o cliente e o novo comercializador e do tempo necessário para a tramitação por parte desse comercializador.

CARACTERIZAÇÃO

O ano de 2013 registou 1 375 980 processos de mudança de comercializador, quase o dobro de 2012. Importa recordar que em 2012 se havia verificado um aumento de cerca de 10 vezes face a 2011.

Número de processos de mudança de comercializador

	2010	2011	2012	2013
EDP Distribuição	133 472	80 139	781 980	1 375 980
Total Geral	133 472	80 139	781 980	1 375 980

O tempo médio tem sido estável ao longo dos anos, oscilando entre dois e três dias, correspondendo a 2 dias em 2013.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apesar do enorme aumento do número de processos, o tempo de mudança de comercializador permanece baixo, em particular quando comparado com os tempos médios registados noutros países europeus.

Importa referir que o RQS em vigor a partir do início de 2014 alterou este indicador quer na

sua forma quer na abrangência, que passou a incluir todos os comercializadores e a avaliar o tempo de tramitação destes. A ERSE estará atenta a estas alterações, que serão reportadas no relatório de 2014.

4.13 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

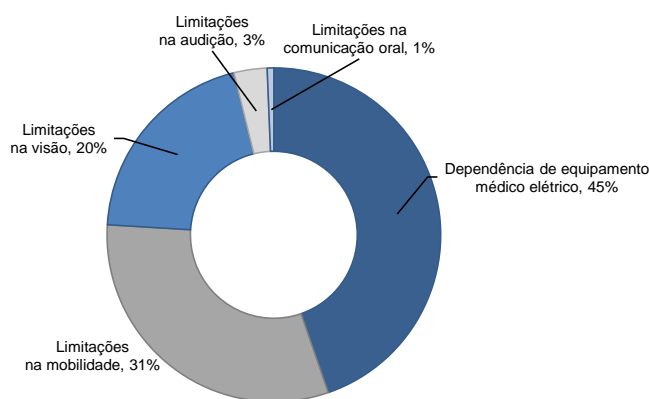
ENQUADRAMENTO

Existem clientes com determinadas incapacidades que podem afetar o relacionamento comercial destes com a empresa prestadora do serviço. Tendo em vista a minimização desta dificuldade, está previsto que os operadores das redes mantenham um

registo dos clientes com necessidades especiais, aos quais cabe a iniciativa do registo, de modo a que tanto operadores de redes como comercializadores possam desenvolver ações que assegurem a estes clientes níveis de qualidade de serviço comerciais adequados.

CARACTERIZAÇÃO

Número de clientes com necessidades especiais registados (a 31 de dezembro de 2013)



O número de clientes registados aumentou 20% em relação ao ano anterior, destacando-se o crescimento do número de clientes com limitações de mobilidade, que passou de 290 em 2012 para 390 em 2013, um aumento de 34%.

Número de clientes com necessidades especiais registados

	2010	2011	2012	2013
EDA	90	89	91	96
EDP Distribuição	579	752	941	1 139
EEM	6	8	9	12
A Celer	0	0	0	0
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	0	0	1	1
C. E. de Loureiro	0	0	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (b)	0	0	0	0
CEVE	0	0	0	0
CooprORIZ (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	675	849	1 042	1 248

(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE recomenda a continuação do empenho das empresas na otimização do relacionamento comercial específico com os clientes com necessidade especiais.

4.14 CLIENTES PRIORITÁRIOS

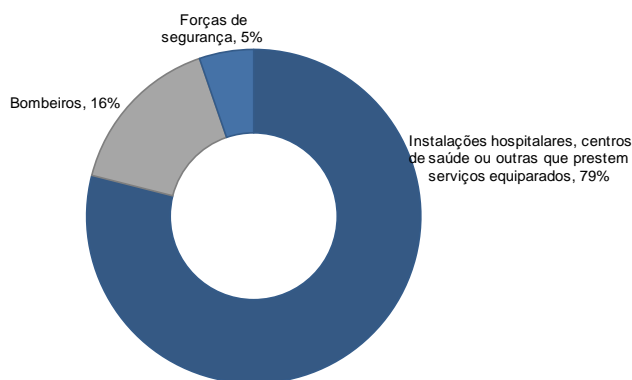
ENQUADRAMENTO

Existem instalações de consumo que prestam serviços fundamentais para a saúde e a segurança, tais como hospitais, bombeiros, instalações da proteção civil, para as quais a interrupção do fornecimento provoca graves alterações ao seu funcionamento. No sentido de minorar os danos resultantes de interrupções de

fornecimento, está previsto que os operadores das redes mantenham um registo dos clientes prioritários, aos quais cabe a iniciativa do registo, de modo a que seja possível o restabelecimento mais rápido em caso de avaria ou o pré-aviso individualizado de interrupção nas situações em que tal é possível.

CARACTERIZAÇÃO

Número de clientes prioritários registados
(a 31 de dezembro de 2013)



A EDP Distribuição, operador de rede com a larga maioria dos clientes, não tem qualquer cliente que tenha solicitado registo como cliente prioritário. A empresa informou que mantém um registo próprio de clientes que considera que devem ser tratados de forma prioritária na exploração da rede.

Em consequência, o número de clientes prioritários registados é muito reduzido (15), tratando-se na sua maioria de instalações de saúde.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O baixo número de clientes registados indicia falta de informação ou pouco interesse por parte dos clientes nas vantagens do registo.

	2010	2011	2012	2013
EDA	0	0	0	0
EDP Distribuição (a)	0	0	0	0
EEM	0	0	0	0
A Celer	4	4	4	4
A E. Moreira de Cónegos (a)				
A Lord	5	5	5	5
C. E. de Loureiro	1	0	1	1
C. E. de Vilarinho	0	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0	1
C. P. de Valongo do Vouga (b)	1			
CEVE	4	8	8	8
Cooprорriz (a)				
J. F. de Cortes do Meio (a)				
Total Geral	15	17	18	19

(a) Informação até 2013 não disponível. (b) Informação desde 2011 não disponível.

De forma a garantir que os clientes nas condições de prioritário constem dos registos dos operadores de redes, o novo RQS, em vigor a partir de 2014, dispensa a iniciativa do cliente,

passando as empresas a ter a responsabilidade de identificar e manter atualizados os registos de clientes.

4.15 SÍNTESE DOS INDICADORES GERAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL EM 2013

INDICADORES GERAIS	PADRÃO Portugal Continental			Entidades do Setor														
	PADRÃO RA Madeira	PADRÃO RA Açores		EDA	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EEM	A Celer	A E. Moreira de Cónegos	A Lord	C. E. de Loureiro	C. E. de Vilarinho	C. E. S. Simão de Novais	C. P. de Valongo do Vouga	CEVE	Cooproriz	J. F. de Cortes do Meio	
Percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis	95%	NA	95%	100%	100%	NA	NA	ND	ND	100%	100%	ND	100%	ND	100%	ND	ND	
Percentagem de ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis	95%	NA	95%	99%	97%	NA	NA	ND	ND	100%	100%	ND	100%	ND	100%	ND	ND	
Percentagem de ativações de fornecimento de instalações de baixa tensão executadas no prazo máximo de 2 dias úteis (ou de 4 dias úteis na RAM) após a celebração do contrato de fornecimento	90%	90%	90%	100%	95%	NA	100%	ND	ND	100%	90%	ND	100%	ND	100%	ND	ND	
Percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos	90%	90%	90%	99%	93%	91%	94%	ND	ND	93%	100%	ND	ND	ND	100%	ND	ND	
Percentagem de atendimentos telefónicos com tempo de espera inferior ou igual a 60 segundos	85%	80%	80%	90%	96%	79%	92%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Percentagem de respostas a pedidos de informação, apresentados por qualquer meio (ou por escrito na RAA e na RAM), em prazo inferior ou igual a 15 dias úteis	90%	90%	90%	100%	94%	99%	100%	ND	ND	100%	100%	ND	ND	ND	100%	ND	ND	
Percentagem de clientes com tempos de reposição de serviço até 4 horas na sequência de interrupções de fornecimento acidentais	90%	80%	80%	100%	95%	NA	98%	ND	ND	100%	100%	ND	ND	ND	100%	ND	ND	
Tempo médio do procedimento de mudança de fornecedor (dias) [sem padrão]	-	NA	NA	NA	2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Percentagem de reclamações apresentadas e respondidas até 15 dias úteis	NA	95%	95%	100%	NA	NA	99%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Percentagem de clientes de baixa tensão cujo contador tenha sido objecto de pelo menos uma leitura durante o último ano civil	NA	98%	98%	99%	NA	NA	99%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

Legenda:

NA Não aplicável.

ND Não disponível.

SO Sem ocorrências.

 Cumpriu o padrão.

 Não cumpriu o padrão ou a informação para calcular o indicador é insuficiente.

4.16 SÍNTESE DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL EM 2013

INDICADORES INDIVIDUAIS			EDA	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EEM	A Celier	A E. Moreira de Cónegos	A Lord	C. E. de Loureiro	C. E. de Vilarinho	C. E. S. Simão de Novais	C. P. de Valongo do Vouga	CEVE	Cooproriz	J. F. de Cortes do Meio	GLOBAL
INCUMPRIMENTOS DAS EMPRESAS																	
Realização de visitas combinadas a instalações dos clientes nos períodos acordados	Número de incumprimentos		0	403	NA	ND	0	ND	0	0	0	0	ND	0	ND	ND	403
	Compensações pagas	Número	0	398	NA	ND	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		0 €	7 260 €	NA	ND	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	7 260 €
Resposta a avarias na alimentação individual dos clientes nos prazos acordados para chegada ao local	Número de incumprimentos		54	409	NA	35	0	ND	0	0	0	0	ND	0	ND	ND	498
	Compensações pagas	Número	27	330	NA	31	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		415 €	6 476 €	NA	465 €	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	7 356 €
Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente nos prazos estabelecidos	Número de incumprimentos		0	1 051	NA	1	0	ND	0	0	0	0	ND	0	ND	ND	1 052
	Compensações pagas	Número	2	1 046	NA	1	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		30 €	27 332 €	NA	15 €	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	27 377 €
Leitura dos equipamentos de medição não distando mais que seis meses da leitura imediatamente anterior	Número de incumprimentos		NA	25 872	NA	NA	0	ND	0	0	0	0	ND	3	ND	ND	25 875
	Compensações pagas	Número	NA	25 947	NA	NA	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		NA	468 576 €	NA	NA	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	468 576 €
Resposta a reclamações até 15 dias úteis (*)	Número de incumprimentos		0	415	422	1	0	ND	0	0	0	0	ND	0	ND	ND	838
	Compensações pagas	Número	0	308	369	1	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		0 €	6 906 €	6 920 €	15 €	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	13 841 €
GLOBAL	Número de incumprimentos		54	28 150	422	37	0	ND	0	0	0	0	ND	3	ND	ND	28 666
	Compensações pagas	Número	29	28 029	369	33	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		445 €	516 550 €	6 920 €	495 €	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	524 410 €
INCUMPRIMENTOS DOS CLIENTES																	
Realização de visitas combinadas a instalações dos clientes nos períodos acordados	Número de incumprimentos		0	146 775	NA	ND	0	ND	0	0	0	0	ND	2	ND	ND	146 777
	Compensações cobradas	Número	0	282	NA	ND	0	ND	0	0	0	0	0	ND	0	ND	ND
Montante		0 €	5 076 €	NA	ND	0 €	ND	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	ND	0 €	ND	ND	5 076 €

(*) Na RAA e na RAM, o indicador individual das reclamações aplica-se para os temas facturação e cobrança, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de contagem.

Legenda:

NA Não aplicável. ND Não disponível.

 Informação relativa ao indicador não disponível.

5 CUMPRIMENTO DE OUTRAS OBRIGAÇÕES DE CARÁTER REGULAMENTAR

5.1 CARACTERIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

A informação prestada pelas empresas é fundamental para que seja possível aferir a qualidade do serviço sentida pelos clientes. A análise periódica desta informação pela ERSE permite acompanhar as evoluções verificadas e compreender as justificações para essas evoluções. Neste sentido, o RQS prevê que as empresas enviem à ERSE um conjunto de informação com discriminação e periodicidade trimestral.

O RQS prevê ainda que as empresas efetuem auditorias aos seus sistemas e procedimentos

relacionados com a qualidade de serviço, a cada dois anos, aferindo-se assim a qualidade da informação gerada.

Outra das ferramentas utilizadas pela ERSE para garantir a fiabilidade da informação prestada por cada empresa e verificar a aplicação da legislação e regulamentação é a realização de inspeções aos serviços de atendimento e aos registos de reclamações das empresas. Com este tipo de ações tem sido possível detetar e corrigir algumas não conformidades que influenciavam a qualidade da informação prestada pelas empresas.

CARACTERIZAÇÃO

Caracterização da informação de qualidade de serviço das empresas em 2013

ORD/CUR	Informação			Auditorias
	Envio à ERSE	Discriminação trimestral	Envio trimestral	
EDA			(a)	
EDP Distribuição				
EDP Serviço Universal				
EEM				
REN			(b)	
A Celer	(c)			
A E. Moreira de Cónegos				
A Lord	(d) (e)		(d)	
C. E. de Loureiro				
C. E. de Vilarinho				
C. E. S. Simão de Novais				
C. P. de Valongo do Vouga				
CEVE			(f)	
Cooproriz				
J. F. de Cortes do Meio				

Legenda:

Envio à ERSE: a empresa enviou informação de qualidade de serviço à ERSE relativa a 2013.


Discriminação trimestral: a informação relativa a 2013 enviada à ERSE está discriminada por trimestre.

Envio trimestral: a informação relativa a 2013 foi enviada à ERSE a cada trimestre.

Auditorias: a empresa tem realizado auditorias aos sistemas, procedimentos e informação de qualidade de serviço de acordo com o regulamentado.

 Realizado.

 Não realizado.

 Realizado parcialmente (ver notas).

(a) Iniciou o envio trimestral da parte técnica a partir do segundo trimestre.

(b) Não procedeu ao envio trimestral da informação da parte comercial.

(c) Informação da parte técnica disponibilizada apenas no relatório da qualidade de serviço da entidade.

(d) Não enviou informação da parte comercial dos 1.º e 2.º trimestres.

(e) Discriminação trimestral apenas da parte comercial.

(f) Envio trimestral atempado apenas para o último trimestre.

Verifica-se que as empresas de maior dimensão apresentam um grau superior de cumprimento das obrigações de reporte e da fiabilidade da

informação, nomeadamente pela realização periódica das auditorias consagradas no RQS, sem as quais se torna difícil garantir a qualidade dos dados que fornecem.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A ERSE recomendou aos operadores de rede e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT que ainda não reportam

com regularidade à ERSE que desenvolvam os esforços necessários no sentido de darem cumprimento ao RQS. De referir, no entanto, que o conjunto das empresas que não reportam

a totalidade da informação representam menos de 0,2% do número total de clientes.

5.2 RELATÓRIOS DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS EMPRESAS

ENQUADRAMENTO

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem um conjunto mínimo de matérias que deve constar nos relatórios, a publicar anualmente pelas empresas, com o objetivo de comunicar eficazmente às partes interessadas o seu desempenho. Assim, os relatórios devem ser adequados ao público a que se destinam,

podendo as empresas adotar versões com conteúdos e formas distintas. Para Portugal continental, as empresas devem enviar à ERSE e tornar públicos os seus relatórios da qualidade de serviço até 15 de maio. Para as empresas das regiões autónomas esse prazo é 31 de maio.

CARACTERIZAÇÃO

As entidades C.E. de Loureiro, A Celer, C. E. S. Simão de Novais, CEVE, EDA, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EEM, A Lord e REN remeteram à ERSE os respetivos relatórios da qualidade de serviço.

No que respeita à publicação, as entidades C.E. de Loureiro, CEVE, EDA, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EEM e REN divulgaram os seus relatórios nas respetivas páginas na internet dentro dos prazos previstos. As entidades A Celer, C. E. S. Simão de Novais e A Lord publicaram o relatório nas suas páginas na internet com alguns dias de atraso.

Saliente-se que, no ano de 2013, a C. E. de S. Simão de Novais, a A Lord e a A Celer publicaram pela primeira vez o seu relatório anual de qualidade de serviço, incluindo a vertente técnica.

Quase todos os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem

organizados e são de fácil leitura. Excetuam-se, no que à informação diz respeito, os relatórios d'A Celer, da C. E. S. Simão de Novais e d'A Lord, que referem estar a cumprir o RQS que entrou em vigor em 2014, quando o relatório relativo a 2013 ainda se rege pelo RQS anterior. Adicionalmente, não apresentam os respetivos valores dos indicadores gerais da qualidade de serviço comercial, não referem iniciativas para melhorar o relacionamento comercial com clientes com necessidades especiais e as auditorias que referem não cumprem o preconizado no RQS, nomeadamente a sua realização por uma entidade externa e independente. O relatório da CEVE apresenta um indicador geral para as reclamações que não está previsto no RQS. O acesso ao relatório da REN não é fácil nem intuitivo, pelo que o objetivo de divulgar e tornar acessível ao público o referido relatório fica comprometido.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A avaliação da ERSE relativamente ao conteúdo e à forma dos relatórios é na generalidade positiva considerando que o objetivo principal é o de comunicar eficazmente as matérias de qualidade de serviço, em particular a continuidade e a qualidade

comercial, com a diversidade de públicos a que os relatórios se destinam.

A ERSE recomenda à REN que procure tornar a pesquisa e consulta do seu relatório na página na internet mais intuitiva e amigável para os interessados.

A ERSE congratula-se com o envio e publicação dos primeiros relatórios da qualidade de serviço das cooperativas A Celer, C. E. S. Simão de Novais e A Lord e recomenda a estas entidades que incorporem nos seus relatórios as referências que faltam, nomeadamente aos indicadores gerais de qualidade comercial e a iniciativas para melhoria do relacionamento comercial com clientes com necessidades especiais.

A ERSE recomenda às entidades A E. de Moreira de Cónegos, C. E. de Vilarinho, C. P. de Valongo do Vouga, Cooproriz e J. F. de Cortes do Meio que passem a enviar à ERSE e a publicar atempadamente os respetivos relatórios da qualidade de serviço, de forma a darem cumprimento à regulamentação. Importa salientar que o conjunto de empresas que ainda não publicam os respetivos relatórios abrangem menos de 0,2% do total de clientes.

6 AUDITORIAS ERSE

ENQUADRAMENTO

Os regulamentos da qualidade de serviço estabelecem a realização de auditorias, por entidades independentes, aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço.

As auditorias devem ser realizadas com um intervalo máximo de dois anos devendo os respetivos resultados ser enviados à ERSE no mês seguinte ao da sua conclusão. A realização destas auditorias é uma atividade indispensável para assegurar um elevado nível de confiança e credibilidade da informação disponibilizada pelas empresas reguladas neste domínio.

CARACTERIZAÇÃO

EDP Distribuição

Durante o ano de 2013 realizou-se uma auditoria à EDP Distribuição que incidiu nos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço técnicos e comerciais aplicáveis a esta empresa.

recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço prestada pela REN, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e no mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede de transporte.

A auditoria em questão teve lugar nas instalações da REN em Vermoim e em Sacavém e realizou-se no mês de dezembro.

EDP Serviço Universal

Durante o ano de 2013 realizou-se uma auditoria à EDP Serviço Universal tendo em vista a verificação dos procedimentos de recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como sobre das metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço comerciais aplicáveis a esta empresa.

EDA

Durante o ano de 2013 iniciaram-se os trabalhos tendo em vista a preparação do caderno de encargos e a execução do procedimento de contratação da entidade auditora. A auditoria terá início no segundo semestre de 2014.

REN

Durante o ano de 2013 realizou-se uma auditoria aos sistemas e procedimentos de

7 A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER - Council of European Energy Regulators) foi criado no ano de 2000 com o objetivo de aprofundar a cooperação entre as entidades reguladoras do setor energético a nível europeu no sentido de criar um mercado único de energia, competitivo, eficiente e sustentável.

O CEER funciona como plataforma de partilha de informação entre os diferentes reguladores europeus, fazendo a interface com a União Europeia (UE) e outras instituições de âmbito internacional.

São membros efetivos do CEER, as entidades reguladoras do setor energético dos 28 países que constituem a UE, da Islândia e da Noruega. Participam ainda na qualidade de observadores, as entidades reguladoras da Macedónia, da Suíça, dos países da EFTA (European Free Trade Association) e dos países em processo de adesão à UE.

Desde a fundação do CEER, o tema da Qualidade de Serviço tem sido encarado como uma das suas atividades prioritárias.

Informação adicional sobre o CEER pode ser consultada em: www.energy-regulators.eu/

CARACTERIZAÇÃO

Durante o ano de 2013, a ERSE esteve ativamente envolvida nas atividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço do setor elétrico do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia, (CEER EQS TF).

As atividades desenvolvidas em 2013 no âmbito do CEER EQS TF centraram-se nos trabalhos preparatórios para a publicação do documento “CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply”, no qual se realiza uma recolha e atualização dos indicadores de continuidade de serviço relativos aos diferentes países membros do CEER. O documento encontra-se disponível em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf

No decorrer de 2013, a ERSE participou também nas atividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço do

setor elétrico do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia que se dedica a acompanhar o tema das redes inteligentes (CEER EQS TF *Smart Grids*).

No âmbito do CEER EQS TF *Smart Grids*, a ERSE participou nos trabalhos conducentes à publicação do documento “CEER Status Review of Regulatory Approaches to Enabling Smart Grids Solutions”, no qual é feita uma análise do enquadramento regulatório em vigor nos diferentes países membros relativamente à incorporação e desenvolvimento de soluções inovadoras nas redes elétricas. O documento pode ser consultado em: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-04_Regulatory%20Approaches%20to%20Smart%20Grids_21-Jan-2014-2.pdf

No contexto do CEER EQS TF *Smart Grids*, a ERSE participou ainda na elaboração de um relatório interno do CEER em que se procedeu à recolha de informação relativa aos sistemas

de armazenamento instalados e previstos instalar nos diferentes países membros, assim como o respetivo enquadramento regulatório. Este relatório serviu de base ao documento “CEER Memo on Development and Regulation of Electricity Storage Applications” publicado

pelo CEER já em 2014 e que se encontra disponível através da seguinte ligação: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C14-EQS-54-04b_Elec%20storage%20appl_Memo.pdf.

