

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
DO SETOR ELÉTRICO 2014**

Outubro 2015

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

Desde o início da regulação independente em Portugal, a qualidade de serviço tem vindo a constituir um dos mais relevantes aspetos na defesa dos interesses dos consumidores, integrando, como tal, a missão da ERSE. Com a revisão legislativa de 2012, a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS SE) passou a constituir uma responsabilidade da ERSE.

Do contexto regulamentar decorre que é publicado anualmente pela ERSE um relatório da qualidade de serviço, o qual tem constituído um documento de referência para o acompanhamento e comunicação das tendências evolutivas da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

O quadro regulamentar que emanou dessa revisão legislativa – o novo regulamento aprovado em 2013 veio consagrar, pela primeira vez, a integração dos comercializadores de mercado no âmbito do RQS SE, o que sucede em paralelo com o aprofundamento da liberalização do setor e a passagem de um número crescente de consumidores para fornecimento por estes agentes.

É justamente neste contexto que se publica agora o primeiro Relatório da Qualidade de Serviço que integra informação relativa aos comercializadores em regime de mercado. Como foi, pela ERSE, referido no passado, é da maior relevância o acesso à informação associada à qualidade de serviço de um maior número de interessados, o que potencia uma mais participada discussão sobre os operadores económicos no setor elétrico.

Importa, todavia, lembrar que a publicação deste Relatório não cristaliza a prestação de informação de qualidade de serviço aos consumidores e à generalidade dos interessados. Na verdade, a ERSE encara esta nova etapa da regulação da qualidade de serviço de forma dinâmica, seja pela abrangência dos agentes, seja pelo seu grau de envolvimento.

Por um lado, a apresentação dos aspetos de natureza comercial da qualidade de serviço deverá ser encarada como um primeiro exercício de prestação de informação, convocando a ERSE todos os interessados para uma discussão alargada sobre a melhor forma de apresentar tal informação aos consumidores e ao mercado.

Ainda como resultado do primeiro ano de aplicação do novo RQS SE, desafio idêntico pende sobre a informação adicional que foi disponibilizada pelos operadores de redes elétricas no âmbito dos aspetos da vertente técnica da qualidade de serviço, com parte dessa informação a já ser apresentada no presente Relatório,

Por outro lado, convirá lembrar que este Relatório se publica depois de lançada a campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos", a qual pretende criar uma rede de parcerias com instituições chave do Sistema Elétrico Nacional, no sentido de sensibilizar os utilizadores das redes elétricas de que

a melhoria da qualidade de serviço deve contar com a contribuição de todos, sendo uma responsabilidade global.

O Relatório da Qualidade de Serviço relativo a 2014 apresenta, assim, um conjunto de informação que permite aumentar o nível de transparência do setor elétrico nacional, colocando em perspetiva os desenvolvimentos do mercado retalhista de eletricidade. A informação agora agregada permite, assim, efetuar uma avaliação mais efetiva das diferentes ofertas presentes em mercado e, nesse sentido, contribuir para a afirmação de escolhas mais informadas pelos consumidores de eletricidade em Portugal.

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 de energia elétrica.....	23
3.3 Rede de transporte de Portugal continental Continuidade de serviço.....	25
3.4 Rede de transporte de Portugal continental Qualidade de energia elétrica.....	31
3.5 EDP Distribuição Continuidade de serviço	35
3.6 EDP Distribuição Qualidade de energia elétrica	45
3.7 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Continuidade de serviço.....	49
3.8 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Qualidade de energia elétrica.....	53
3.9 Região Autónoma dos Açores Continuidade de serviço	55
3.10 Região Autónoma dos Açores Qualidade de energia elétrica	67
3.11 Região Autónoma da Madeira Continuidade de serviço	71
3.12 Região Autónoma da Madeira Qualidade de energia elétrica.....	79
3.13 Análise de Reclamações e Pedidos de Informação.....	81
4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL	83
4.1 Serviços de ligação às redes.....	85
4.2 Ativação de fornecimento na baixa tensão	87
4.3 Atendimento presencial.....	91
4.4 Atendimento telefónico comercial.....	95
4.5 Atendimento telefónico para comunicação de leituras.....	99
4.6 Atendimento telefónico para comunicação de avarias.....	101
4.7 Assistência técnica.....	103
4.8 Visita combinada.....	107
4.9 Frequência da leitura de equipamentos de medição	113
4.10 Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	115
4.11 Reclamações	121
4.12 Pedidos de informação.....	127

4.13	Mudança de comercializador.....	133
4.14	Situações de exclusão do pagamento de compensações	135
4.15	Clientes com necessidades especiais	137
4.16	Clientes prioritários.....	139
4.17	Relatórios da qualidade de serviço das empresas	141
5	AUDITORIAS ERSE.....	143
6	A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	145
7	ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	146
	ANEXO	147

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, pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores em regime de mercado.

O relatório analisa as duas vertentes da qualidade de serviço estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) deste setor, designadamente a qualidade de serviço técnica, que inclui a continuidade de serviço e a qualidade da energia, e a qualidade de serviço comercial. É também efetuada uma apreciação do conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço publicados pelas empresas.

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. Assim, o presente relatório é o primeiro a ser publicado à luz do novo RQS.

APRECIÇÃO GERAL

De uma forma geral, a vertente técnica da qualidade de serviço percecionada pelos clientes em 2014 apresentou uma melhoria quando comparada com o ano de 2013. Do ponto de vista da qualidade de serviço comercial, uma vez que o novo RQS inclui todo o conjunto de comercializadores, não é possível, na maior parte das matérias, fazer uma comparação global com anos anteriores.

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, em 2014 verificou-se uma melhoria na continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição, em comparação com o ano de 2013 que foi consideravelmente afetado pelas condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro. Os valores registados para os indicadores gerais são da ordem de grandeza dos valores registados em 2011 e 2012 e representam cerca de um terço dos registados em 2013. No caso da Rede Nacional de Transporte (RNT), operada pela REN - Rede Elétrica Nacional, S. A. (REN), registaram-se 2 interrupções longas de fornecimento e 3 interrupções breves. No entanto, a evolução dos indicadores gerais mostra

que o ano de 2014 correspondeu àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 2009 a 2014.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2014 uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço. A análise às interrupções percebidas por cada um dos clientes em BT da RAA demonstrou que 18% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se também em 2014 uma melhoria da generalidade dos indicadores de continuidade de serviço.

Ainda na vertente técnica da qualidade de serviço, no seguimento do que se havia verificado em 2013, em 2014 foi reforçada a abrangência do programa de monitorização permanente da qualidade da onda de tensão na Rede Nacional de Distribuição (RND). Refira-se ainda que em 2014 passaram a ser publicados nas páginas na internet da generalidade dos operadores das redes, os planos de monitorização de qualidade de energia elétrica e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados. Este facto 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, a quantidade de informação reportada à ERSE aumentou enormemente com a extensão das obrigações de reporte aos comercializadores em regime de mercado. Simultaneamente, verificou-se um aumento no empenho e na qualidade do reporte das empresas ao longo do ano de 2014. Há ainda, porém, muitas lacunas a preencher por parte dos comercializadores, principalmente nos de maior dimensão. Nos indicadores gerais verificou-se, de forma geral, um bom desempenho. Porém, nos indicadores individuais registou-se um elevado número de incumprimentos cujas compensações são pagas tardiamente ou não foram ainda pagas.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

No ano de 2014 ocorreram 2 interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda 3 interrupções breves.

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 2014 correspondeu àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 2009 a 2014.

Refira-se ainda que a “taxa combinada de disponibilidade” atingida em 2014 pelo operador da RNT permitirá receber o valor máximo estabelecido para o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

O plano de monitorização implementado pela REN em 2014 contemplou medições em 50 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 44% 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 36%.

No ano de 2014 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5ª, 7ª, 12ª e 21ª tensões harmónicas, situações serão objeto de acompanhamento pela ERSE. Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2014, o número de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou uma redução de 29% relativamente ao ano anterior.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2014 verificou-se uma melhoria na continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição, em comparação com o ano de 2013 que foi consideravelmente afetado pelas condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2014 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2011 e 2012 e representam cerca de um terço dos registados em 2013.

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

No ano de 2014, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou uma diminuição de 12% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes diminuiu 12%, comparativamente com o valor pago em 2013. Da totalidade dos 21 012 incumprimentos registados em 2014, 47 foram relativos ao número de interrupções.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, o aumento dos proveitos permitidos no ano de 2014 representa apenas 50% do valor registado em 2013.

Em 2014 a ERSE aprovou a classificação de 352 incidentes como eventos excecionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. Estes incidentes tiveram como principais causas: aves (125), abates de árvores (62) e malfeitoria/vandalismo (64).

Dos incidentes que foram classificados como eventos excecionais destaca-se o ocorrido nos dias 9 e 10 de fevereiro, pela sua dimensão e impacto. Este evento teve origem na “Tempestade Stephanie” que motivou um forte aumento da intensidade do vento, acompanhado da ocorrência de chuva intensa, ondulação marítima, granizo, queda de neve e trovoadas. Os fenómenos atmosféricos, além das consequências diretas sobre os equipamentos de rede que se encontram expostos, provocaram a

projeção de ramos de árvores e outros objetos para o interior das faixas de proteção, levando a que mais equipamentos fossem afetados. Os distritos mais afetados foram os de Leiria, Santarém, Aveiro, Viseu e Lisboa , tendo afetado 974 257 clientes.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP DISTRIBUIÇÃO

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2014 e 2015, aprovado pela ERSE, previu a monitorização de 70 subestações AT/MT em 2014, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano previu a abrangência de 336 PTD através de campanhas periódicas trimestrais. Os PTD selecionados estão distribuídos por 224 concelhos, dos quais, 114 concelhos apresentam um PTD abrangido, 108 concelhos apresentam dois PTD abrangidos e 2 concelhos apresentam três PTD abrangidos pelo Plano.

As ações de monitorização realizadas em 2014 incluíram 18 % das subestações AT/MT e 0,3% dos PTD da RND em 114 concelhos de Portugal continental.

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

Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a EDP distribuição.

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 Cooperativa de Electrificação de Rebordosa (A Celer), a Casa do Povo de Valongo do Vouga (CPVV), a Cooperativa Eléctrica de Loureiro, a Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este (CEVE), a Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, a Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica (Cooprtriz) e a Junta de Freguesia de Cortes do Meio apresentaram toda a informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2014.

De referir que os operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, de acordo com o RQS em vigor no decorrer do ano de 2014, têm de reportar o número e duração de interrupções da sua responsabilidade, incorporando as interrupções com origem nas redes a montante. Este facto leva a que a maioria dos indicadores de qualidade de serviço técnica apresentados reflitam a totalidade das interrupções sentidas pelos utilizadores das respetivas redes.

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, somente no ano de 2014 a maioria destes operadores atingiu um nível de harmonização das metodologias de reporte dos indicadores de continuidade de serviço que permitiu a realização de análises comparativas da continuidade de serviço percecionada pelos clientes das diferentes redes.

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

No ano de 2014 a A Celer e a CEVE foram os únicos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT a realizar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas suas redes. Esta é uma prática que deve ser seguida pela totalidade dos operadores das redes de distribuição.

No seu relatório anual, a C. E. de Loureiro referiu que as ações de monitorização de qualidade de onda de tensão foram iniciadas no decorrer do ano de 2015.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em 2014 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da RAA, essencialmente para os clientes em BT. Apesar da generalidade das origens das interrupções ter contribuído para este facto, foi a redução do número de interrupções acidentais com origem na produção que maior contributo deu para a tendência de melhoria identificada.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e zona C da ilha do Pico. Verificou-se ainda um incumprimento do padrão geral para a zona C da RAA relativo ao indicador SAIFI BT.

A análise às interrupções percecionadas por cada um dos clientes em BT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção) demonstrou que 18% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 915 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 95% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 9996 euros (em 2013 este valor foi de 2565 euros).

Refira-se que para o aumento do número de incumprimentos dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço poderá ter contribuído a evolução de conceitos e dos próprios padrões que resultou da entrada em vigor do novo RQS.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2014 na RAA contemplaram medições anuais da qualidade da onda de tensão em 27 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 48 pontos de monitorização. Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 21 postos de transformação de distribuição.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimentos do limite para a 5ª harmónica, na ilha Terceira, na ilha do Pico e na ilha das Flores. Foi ainda identificada uma situação de incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RAM em 2014 demonstraram uma melhoria da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, face ao ano de 2013. A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou que em 2014 nenhum desses padrões gerais foi ultrapassado.

A análise da continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente demonstra que mais de 5% dos clientes em BT tiveram pelo menos 6 interrupções. No entanto, 67,2% dos clientes tiveram uma duração anual das interrupções inferior a 30 minutos.

A análise às interrupções percecionadas por cada um dos clientes em BT da RAM (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção) demonstrou que 49,6% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

O valor das compensações pagas a clientes, no ano de 2014 na RAM, ascendeu 12 796 euros sendo um valor cerca de 120% superior ao do ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 2,65 euros.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade de energia elétrica realizadas em 2014 na RAM contemplaram medições anuais em 24 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Destes 24 pontos monitorizados em 2014, realizou-se monitorização permanente em 12 pontos (11 da ilha da Madeira e 1 na ilha de Porto Santo) e campanhas de medição semestrais nos outros 12 pontos de monitorização das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização. As ações de monitorização realizadas na ilha da

Madeira identificaram que, em dois pontos de rede monitorizados, foram ultrapassados os limites do valor eficaz da tensão.

LIGAÇÕES ÀS REDES E ATIVAÇÕES

A atividade dos ORD nas ligações passou a confinar-se à prestação dos serviços de ligação, que consistem na entrega de informação relativa ao nível de tensão e ponto de ligação, materiais e traçado dos elementos de ligação e orçamento para encargos associados. O desempenho dos ORD é agora avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes dessas informações. Os valores de 2014 indicam não haver dificuldades no cumprimento do prazo de resposta de 15 dias úteis por todas as empresas que apresentaram dados.

O novo RQS determinou o alargamento aos comercializadores e aos CUR da obrigação de reporte de informação sobre ativações de fornecimento, e definiu indicadores quer para os ORD quer para os CUR e comercializadores. O desempenho dos ORD é avaliado através de um indicador geral com um padrão de 90%. Para os CUR e comercializadores, a ativação de fornecimento é avaliada através de dois indicadores gerais, um relativo ao prazo para ativação e outro que consiste no tempo médio de ativação, ambos sem padrões estabelecidos. A análise realizada concluiu que a maioria dos ORD apresenta um desempenho positivo e cumpre o padrão e que o desempenho dos comercializadores e dos CUR apresenta grandes variações, havendo empresas com valores muito positivos e outras que necessitam de melhorar substancialmente. Importa referir que os comercializadores e os CUR que reportaram os dados representam menos de metade do total de clientes do país, pelo que há ainda melhorias substanciais a fazer no reporte desta informação.

COMUNICAÇÃO COM O CLIENTE

O RQS estabelece 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, e a permitir aos consumidores a comparação entre empresas.

No que respeita ao tempo de espera no atendimento presencial, o novo RQS preconiza que o valor do indicador passa a ser calculado e divulgado por centro de atendimento. Constata-se que os melhores desempenhos se verificam nas regiões autónomas e nos centros dos CUR e ORD exclusivamente em BT. Os piores desempenhos ocorreram na zona de Lisboa e Grande Lisboa.

Com o novo RQS, o desempenho das empresas no atendimento telefónico continuou a focar-se no tempo de espera mas passou a ser avaliado através de três vertentes distintas: o atendimento comercial, o atendimento para reporte de avarias e o atendimento para comunicação de leituras.

Os melhores desempenhos, quanto ao indicador geral do atendimento telefônico comercial (que não tem um padrão), verificam-se nos ORD e CUR exclusivamente em BT. A grande maioria das empresas tem uma percentagem baixa de desistências e os valores mais frequentes do tempo de espera estão entre os 10 e os 40 segundos. O atendimento para comunicação de avarias tem um padrão (85%) que foi cumprido por todas as empresas, com exceção da EDA. 2014 foi o primeiro ano de aplicação do indicador relativo à comunicação de leituras pelo que é ainda prematuro tirar conclusões sobre o desempenho das empresas, uma vez que não há referências comparativas.

No que respeita aos pedidos de informação (PI) e reclamações também houve alterações decorrentes do novo RQS. As obrigações relativas a este tema passaram também a aplicar-se aos comercializadores e implementou-se a separação entre PI apresentados por escrito e restantes PI. Para o ORT aplicam-se indicadores gerais – tempos médios de resposta – sem padrão, quer para PI quer para reclamações. Para as restantes entidades, e no âmbito dos PI, aplica-se um indicador geral cujo padrão define que 90% do PI devem ser respondidos até 15 dias úteis. Em 2014, apenas duas das empresas não cumpriram o padrão.

Para os ORD, os CUR e os comercializadores, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, relativo ao prazo de resposta, e respetivos padrões: ORD e para os CUR – 15 dias úteis; comercializadores – o prazo estabelecido contratualmente com cada cliente.

O tempo médio de resposta a reclamações foi, globalmente, de 8 dias úteis e o número de incumprimentos representou 8% do total de reclamações recebidas. Os comercializadores de mercado de maior dimensão destacam-se pelo elevado número de reclamações por cada mil clientes.

LEITURAS DE CONTADORES E DESLOCAÇÕES ÀS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES

Foi definido um indicador geral e um padrão, aplicável a todo o território nacional, para a frequência de leitura dos equipamentos de medição, e que consiste no quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras. É aplicável a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da acessibilidade, e toma em consideração quer as leituras diretas dos ORD quer as comunicadas pelos clientes. Em 2014 oito dos ORD cumpriram o padrão.

Relativamente às assistências técnicas a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes, registou-se um aumento do número de incumprimentos. Por outro lado, o pagamento e a cobrança das compensações devidas melhorou. Os tempos médios de chegada ao local e de reparação demonstram não haver, em média, dificuldades no cumprimento dos prazos definidos no RQS.

O indicador individual relativo às visitas combinadas às instalações dos clientes aplicava-se apenas aos ORD, tendo passado a aplicar-se também aos CUR e aos comercializadores. Em 2014, o número de

incumprimentos por parte dos clientes é muito mais baixo do que em anos anteriores. A diferença deve-se ao facto de, anteriormente, serem classificadas como "ausência de cliente" outras situações que não permitiam a execução das visitas por facto imputável ao cliente. Neste primeiro ano de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR verificam-se ainda lacunas nos dados enviados. Como consequência existe uma grande diferença entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas combinadas reportadas pelos comercializadores e CUR.

No que respeita ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, o novo RQS alargou as obrigações relativas a este indicador individual aos CUR e comercializadores e fixou os seguintes prazos: Doze horas para clientes BTN; Oito horas para os restantes clientes; Quatro horas caso o cliente pague o serviço de restabelecimento urgente. A contagem de prazos suspende-se entre as 24h00 e as 8h00. Nesta matéria, o aspeto mais relevante é o facto de existirem comercializadores cujos sistemas de informação ainda não estão, neste primeiro ano de reporte, capazes de fornecer os dados obrigatórios sobre os incumprimentos e pagamento das respetivas compensações.

MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Com a publicação do novo RQS, a mudança de comercializador passou a ser avaliada sob o ponto de vista da real perceção do cliente, monitorizando o desempenho do comercializador e não da plataforma logística, como anteriormente. Assim, o desempenho dos CUR e dos comercializadores relativamente à mudança de comercializador é avaliado por dois indicadores gerais, baseados nos tempos médios dos processos de mudança efetivamente concretizados, sendo um deles o tempo médio com data preferencial e o outro o tempo médio sem data preferencial. Neste primeiro ano de aplicação destes indicadores, apenas cinco empresas reportaram todos os dados.

CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

A maior parte (79%) dos clientes com necessidades especiais continuam a ser aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou os que coabitam com pessoas nesta situação.

O novo RQS introduziu alterações que permitiram aos ORD identificarem os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2014 (1940 clientes prioritários) são muito superiores aos totais do ano anterior (19 clientes prioritários).

1 INTRODUÇÃO

O relatório da qualidade de serviço do setor elétrico de 2014 é o primeiro a ser desenvolvido após a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico e sua entrada em vigor em 1 de janeiro de 2014.

O RQS entrou em vigor a 1 de janeiro de 2014 assumiu uma abrangência de âmbito nacional na sua aplicação, sendo comum, com as necessárias adaptações, para Portugal continental, para a Região Autónoma dos Açores (RAA) e para a Região Autónoma da Madeira (RAM), conferindo, dessa forma, uma maior coesão ao conjunto de disposições regulamentares em matérias de qualidade de serviço, sem prejuízo da salvaguarda das necessárias especificidades que caracterizam os sistemas elétricos continental e das regiões autónomas dos Açores e Madeira. Outra alteração significativa diz respeito à consideração dos comercializadores em regime de mercado através da monitorização quantitativa do seu desempenho em termos de qualidade de serviço comercial.

O relatório da qualidade de serviço do setor elétrico da ERSE encontra-se previsto no RQS 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.
- Trabalhos no âmbito do grupo de acompanhamento da qualidade de serviço.
- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas.
- Análise dos relatórios de qualidade de serviço das empresas.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes.
- 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.
- Capítulos 3 e 4 – 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 segue a estabelecida desde o 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.

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, permitindo a realização de 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	2 467
220	3 601
150	2 561
Total	8 629
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 040
MAT/AT	21 394
Total	35 434
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 só 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)	Potência de transformação (MVA)	
		60	30			
Açores	São Miguel	95	-	AT/MT	191	8
		-	2	MT/MT	11	2
	Terceira	0	67	MT/MT	54	4
	Pico	0	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	92	319	AT/MT	345	43
				MT/MT	238	
	Porto Santo	-	18	MT/MT	20	4

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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

Além das linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação 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	8 779	524	66 093	6 082 768
	MT	58 195	16 044		
	BT	108 197	33 127		
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 167
A Celer	BT	79	27	44	4 117
A Lord	BT	138	19	43	4 445
C. E. de Loureiro	BT	63	6	20	2 044
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	30	3 284
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 526
CEVE	BT	330	161	86	8 910
Coopriz	BT	n.d.	n.d.	24	1 884
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	414

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	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	61	19	83	3750
São Miguel	MT	421	259	862	62 328
Terceira	MT	246	90	436	27 078
Graciosa	MT	56	8	68	3236
São Jorge	MT	121	6	94	5768
Pico	MT	156	29	172	9356
Faial	MT	91	44	135	7920
Flores	MT	63	12	49	2424
Corvo	MT	0	1	1	268
Madeira	MT	425	721	165	130 228
	BT	2496	658		
Porto Santo	MT	14	68	87	4 5677
	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 2014 de cada um dos comercializadores de último recurso é apresentado no quadro seguinte.

Comercializador de último recurso	Número de clientes
A Celer	4 117
A E. Moreira de Cónegos	ND
A Lord	4 445
C. E. de Loureiro	2 044
C. E. de Vilarinho	1 526
C. E. S. Simão de Novais	3 284
C. P. de Valongo do Vouga	2 167
CEVE	8 910
Cooprорiz	1 884
EDA	121 836
EDP Serviço Universal	2 520 126
EEM	137 007
J. F. de Cortes do Meio	414

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 novo RQS SE, aprovado em outubro de 2013 pela ERSE, passou integrar, pela primeira vez, disposições relativas a estes comercializadores. Este alargamento de âmbito da regulação da qualidade de serviço em Portugal vem contribuir para um ajustamento de perspetiva, que se pretende cada vez mais centrada na qualidade de serviço percecionada pelos consumidores.

O número de clientes no final de 2014 de cada comercializador em regime de mercado é apresentado no quadro seguinte.

Comercializador	Número de clientes
EDP Comercial	3 055 824
Endesa	159 133
Galp Power	188 215
Gas Natural Servicios	37 170
Goldenergy	41 321
Iberdrola	70 277
Outros	10 889

Outros: Audax, Axpo, Enat, Enforcesco (Ylce), Fortia, Gas Natural Comercializadora.

3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

3.1 CONTINUIDADE DE SERVIÇO

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

O RQS que entrou em vigor a 1 de janeiro de 2014 veio introduzir um conjunto de alterações ao nível da quantidade e do detalhe da informação a disponibilizar pelos operadores das redes e impôs evoluções nas metas a atingir pelos operadores das redes mais adequadas ao desempenho atualmente verificado.

Um dos principais objetivos deste novo RQS correspondeu à diminuição das assimetrias existentes entre os vários clientes. Nesse sentido, o novo regulamento estabelece, face aos anteriores, padrões mais exigentes para o desempenho das redes relativamente ao número e a duração de interrupções, e a incorporação de uma segunda componente no atual mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

Este novo regulamento dá ainda resposta a algumas das preocupações dos clientes com o perfil industrial. Neste sentido, para além da caracterização da continuidade de serviço avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de

fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos), passou também a acompanhar-se o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O novo RQS reforça ainda a perspetiva de avaliação da continuidade de serviço das redes de acordo o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes passa a considerar todas as interrupções que os afetem, independentemente da origem da mesmas.

O novo RQS introduziu ainda o conceito de Evento Excepcional, o qual corresponde a incidentes que cumpram cumulativamente as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências.
- Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.
- Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores das redes ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências.
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes ou aos comercializadores.

Um incidente só é classificado como Evento Excepcional se, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores, a ERSE o aprovar como tal. No processo de aprovação, a ERSE tem em consideração os pareceres das entidades administrativas DGEG, DREn da RAA e DRCIE da RAM, de acordo com as suas competências.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço são gerais se se referirem à totalidade

de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica e individuais se se referirem à continuidade de serviço percebida individualmente por cada PdE.

O RQS estabelece os indicadores de continuidade de serviço apresentados em seguida, que se aplicam a cada uma das redes de acordo com a indicação 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 longas de fornecimento.
- Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI): representa o tempo de interrupção equivalente das interrupções longas, ponderado pela potência instalada dos PdE interrompidos.
- Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema (MAIFI): representa o número médio de interrupções breves verificadas nos PdE.
- Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema (SAIFI): representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE.
- Duração Média das Interrupções Longas do Sistema (SAIDI): representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE.
- Tempo Médio de Reposição do Serviço (SARI): representa o tempo médio de reposição de serviço após a ocorrência de interrupções de serviço longas.

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

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

- Frequência das interrupções: número de interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano.
- Duração total das interrupções: duração das interrupções sentidas pela instalação de cada cliente em cada ano.

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

O incumprimento dos padrões gerais obriga ao desenvolvimento de um plano de melhoria da qualidade de serviço por parte dos operadores das redes.

Entendendo-se que os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. 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.

Ainda relativamente ao valor das compensações, o RQS que entrou em vigor em 1 de janeiro de 2014 estabeleceu um novo limite para o montante global a pagar a cada cliente, o qual corresponde a 100% do montante pago pelo cliente, no ano anterior, pela tarifa de acesso às redes.

O novo RQS introduziu também o conceito de incidente de grande impacto, definindo-o como todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior a um determinado. Todos os

incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE por parte dos operadores das redes, cabendo à ERSE, após validação do conteúdo, dar conhecimento desses relatórios à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), caso o incidente ocorra em Portugal continental, à Direção Regional de Energia (DREn), caso o incidente ocorra na Região Autónoma dos Açores (RAA) e à Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia (DRCIE), caso o incidente ocorra na Região Autónoma da Madeira (RAM). É ainda dado conhecimento destes relatórios ao Conselho Consultivo da ERSE, à Associação Nacional de Municípios Portugueses e à Autoridade Nacional de Proteção Civil.

3.2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

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.

O novo RQS introduziu uma mudança do âmbito de qualidade da onda de tensão para qualidade de energia. Esta mudança foi justificada por um dos objetivos estratégicos identificados para este novo RQS, que consistiu em aprofundar o conceito de partilha dessas mesmas responsabilidades entre operadores e utilizadores das redes. Neste sentido, abriu-se a possibilidade de uma medição conjunta da onda de tensão e da onda de corrente, no sentido de permitir uma melhor identificação da origem de algumas das perturbações que afetam as instalações dos clientes e, conseqüentemente atribuir responsabilidades pela mitigação das mesmas.

Apesar da referida evolução de conceito, o RQS continua a impor aos operadores de rede a realização de monitorização sistemática apenas da qualidade da onda de tensão, para efeitos de caracterização das suas redes.

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.

Para efeitos de verificação dessas características e limites, o novo RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem anualmente à aprovação da ERSE um plano de monitorização da qualidade da energia elétrica. Esse plano deve conter a descrição e justificação das ações de monitorização que se propõem realizar, nomeadamente no que diz respeito aos pontos de rede selecionados e à duração das ações de monitorização.

De acordo com a norma NP EN 50 160, a caracterização da qualidade da onda de tensão é realizada com base na análise de fenômenos contínuos e de eventos de tensão. Os fenômenos contínuos analisados nas redes e para os quais estão estabelecidos valores limite no RQS são os seguintes:

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

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

- Cavas de tensão,
- Sobretensões (*swells*).

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

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 verificação do cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

Com a entrada em vigor do novo RQS, em 1 de janeiro de 2014, a avaliação do desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço, para além das interrupções longas (duração superior a 3 minutos), passou também

a considerar as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI.

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

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

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

CARACTERIZAÇÃO

Interrupções de fornecimento

No ano de 2014 ocorreram 5 interrupções de fornecimento, afetando 5 dos 80 PdE existentes na RNT no final do ano. Tal como em 2013, no ano de 2014 ocorreram 2 interrupções de fornecimento longas. Para além destas,

ocorreram ainda 3 interrupções de fornecimento breves.

O quadro seguinte apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2014 por PdE da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF₁.

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração Total das Interrupções (min)			ENF ₁ (MWh)		
Designação	Un (kV)	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total	Breves	Longas	Total
		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min		1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	
Subestação de Évora	63	1		1	0,40		0,40	0,30		0,30
Quinta Grande (REFER)	156		1	1		4,10	4,10		0,30	0,30
Subestação de Porto Alto	60		1	1		3,50	3,50		1,50	1,50
Subestação de Carvoeira	63,5	1		1	3,00		3,00	0,70		0,70
Subestação de F. do Alentejo	64,2	1		1	0,60		0,60	0,00		0,00
Total		3	2	5	4,00	7,60	11,60	1,00	1,80	2,80
Total (%)		60,0	40,0	100,0	34,5	65,5	100,0	35,7	64,3	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções com origem nesta rede (ENF₁) foi de 2,8 MWh em 2014. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 64%.

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 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 2014, essa duração de interrupções foi de 5 minutos, à qual correspondeu uma energia não fornecida de 3,9 MWh.

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2014, 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.

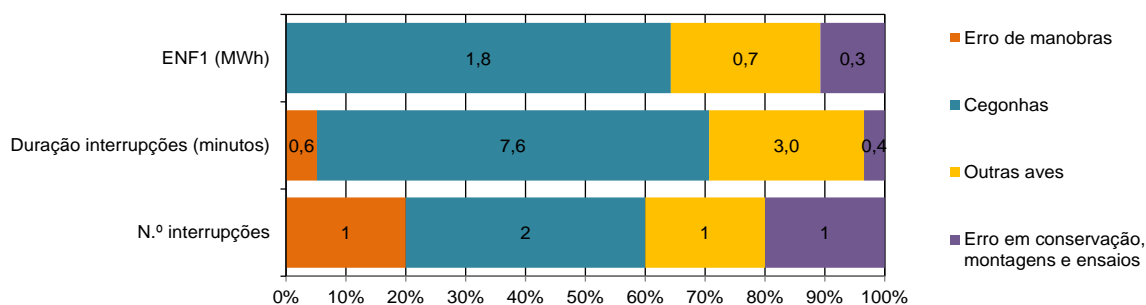
No quadro que se segue é apresentada uma descrição sucinta da REN sobre o incidente que originou as 2 interrupções longas registadas em 2014.

Ocorrência (Data)	Descrição da causa de acordo com o Relatório da REN	ENF ₁ (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
21/04/2014	Na subestação de Porto Alto, com origem em cegonhas, ocorreu um defeito na fase 8 que foi eliminado em 100ms pelo disparo da proteção de distância da linha. Na religação, a mesma cegonha provocou o contornamento da fase 8 dos seccionadores de linha e de barra. As proteções da linha elaboraram disparo imediato e o disjuntor abriu, contudo o defeito não foi eliminado por se ter transformado, também, num defeito de barras de 150 kV. Devido à subestação não estar equipada com proteção diferencial de barras, nem com falha de disjuntor, o defeito só foi eliminado aos 415 ms pelo disparo em 2º escalão das proteções remotas das linhas Porto Alto - Palmela 1 e 2.	1,8	7,6

Apresentam-se em seguida as causas de todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2014, assim

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

Causas das Interrupções na RNT



Ao contrário do sucedido no ano anterior, das 5 interrupções de fornecimento de energia elétrica registadas na RNT em 2014, as interrupções com origem em cegonhas e outras aves

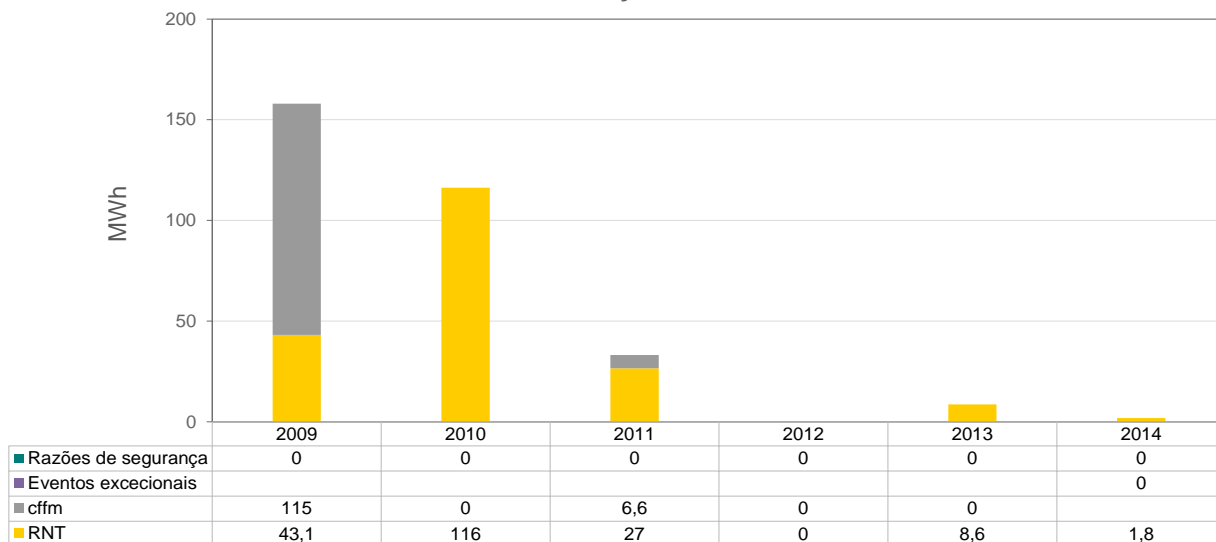
corresponderam às causas com maior impacto não só no número e duração de ocorrências, mas também na ENF₁.

Indicadores gerais

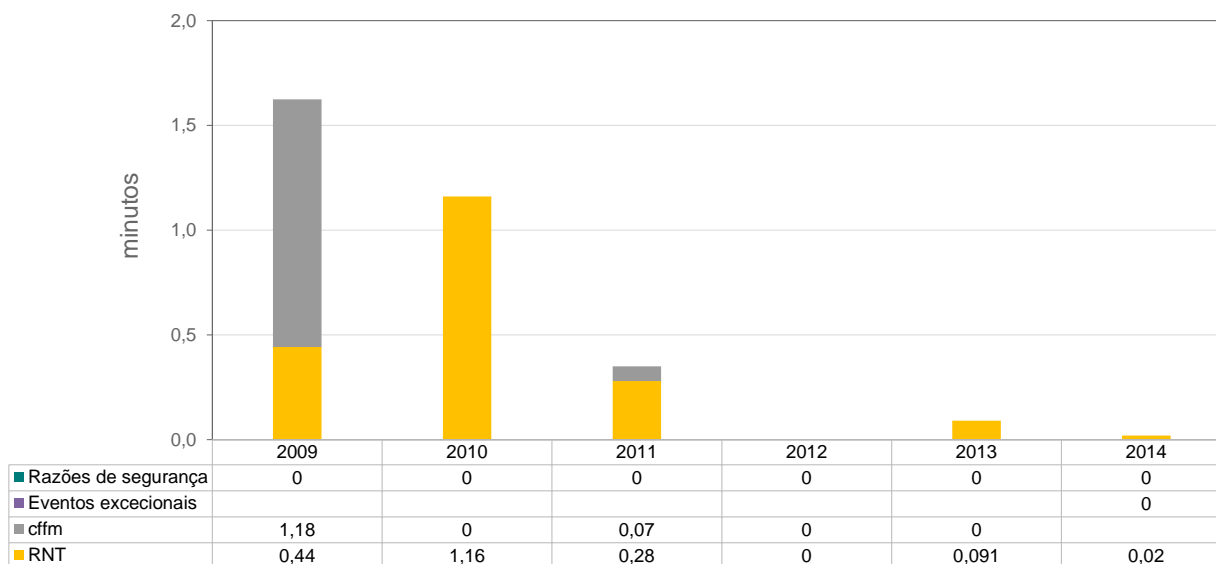
Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, apresenta-se nas figuras

seguintes a evolução entre os anos de 2009 a 2014 dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas.

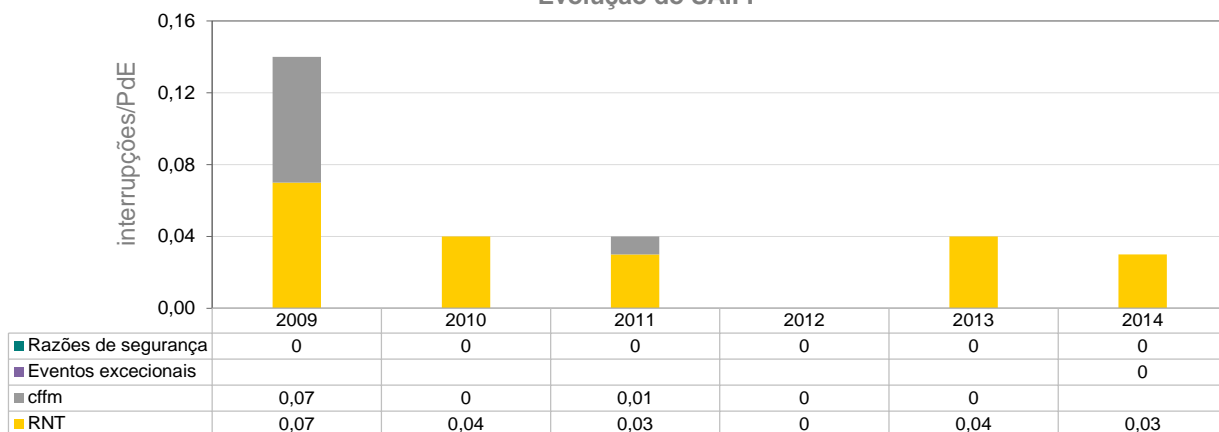
Evolução da ENF



Evolução do TIE



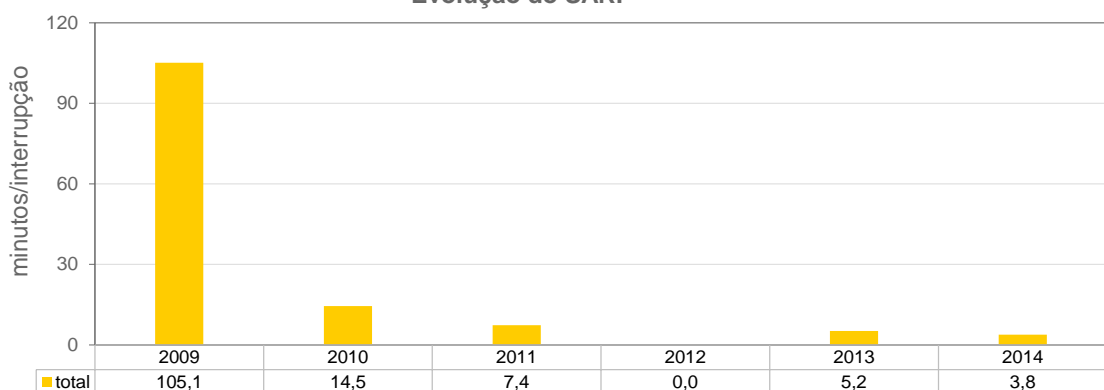
Evolução do SAIFI



Evolução do SAIDI



Evolução do SARI



A evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2014 corresponde àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 2009 a 2014, sendo apenas ultrapassado pelos valores verificados em 2012. O reduzido número de interrupções que se tem

registrado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

Apresentam-se em seguida os valores dos indicadores de continuidade de serviço da RNT em 2014, desagregados de acordo com a duração das interrupções (breves e longas).

Indicador geral		
ENF ₁	(MWh)	1,80
TIE	(minutos)	0,02
SAIFI	(interrupções/PdE)	0,03
SAIDI	(minutos/PdE)	0,10
SARI	(minutos/interrupção)	3,80
MAIFI	(interrupções/PdE)	0,04

Apesar de não se encontrar estabelecido regulamentarmente, a empresa concessionária da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha. No quadro seguinte apresenta-se, essa informação relativa a 2014 com desagregação por nível de tensão.

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	2,40	1,95
220 kV	1,60	
400 kV	3,60	

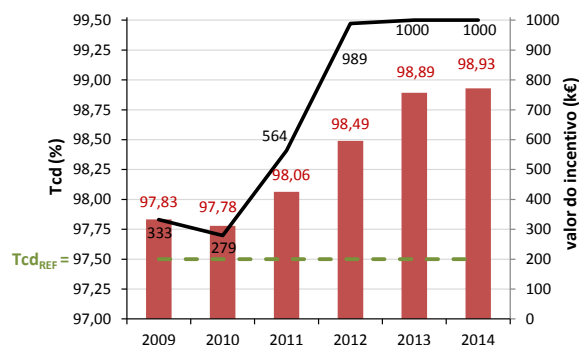
O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2014 apresenta uma redução de 17% relativamente ao ano anterior. Refira-se que o indicador para o nível de tensão 220 kV foi o que apresentou uma maior redução, 19% face ao ano anterior.

Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

O Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

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

A taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT registada em 2014 foi de 98,93%, superior ao valor de referência, 97,5% e correspondeu ao maior valor atingido desde o início da aplicação do mecanismo de incentivo. Como se apresenta na figura seguinte, este valor mantém a tendência do desempenho da RNT relativa à disponibilidade combinada dos seus elementos.



Como resultado da taxa combinada de disponibilidade atingida em 2014, o operador da rede de transporte verá em 2016 os seus proveitos permitidos acrescidos de um valor correspondente ao máximo estabelecido para o mecanismo de incentivo.

Refira-se que a ERSE identificou a necessidade de revisão deste mecanismo de incentivo e propôs-se a apresentar e discutir com a REN um conjunto de propostas de alteração no decorrer do período regulatório 2015-2017, que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020. Durante esse período de revisão do mecanismo de incentivo, o seu valor será nulo.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2014 ocorreram na RNT 2 interrupções de fornecimento longas e 3 interrupções de fornecimento breves.

Apesar da ocorrência destas 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 2014 correspondeu àquele em que a RNT apresentou o segundo melhor desempenho no domínio da continuidade de serviço para o período de 2009 a 2014.

As interrupções com origem em cegonhas e outras aves corresponderam às causas com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

Refira-se ainda que a elevada taxa combinada de disponibilidade atingida em 2014, permitirá à REN receber o valor máximo estabelecido para o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT.

3.4 REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

O novo RQS introduziu uma mudança de conceito de qualidade da onda de tensão para qualidade de energia. No entanto, apesar da referida evolução de conceito, o RQS continua apenas a impor aos operadores de rede a necessidade destes realizarem monitorização sistemática da qualidade da onda de tensão.

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 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, incluindo

fenómenos contínuos, tais como a frequência, o valor eficaz da tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica, e eventos de tensão, como é o caso das cavas de tensão e das sobretensões.

O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica a desenvolver pelos operadores de rede deve ser submetido à ERSE para aprovação. No caso da Rede Nacional de Transporte (RNT), a submissão desse plano apenas será necessária até ao ano de 2016, uma vez que a partir de 2017 o RQS estabelece que a totalidade dos pontos de entrega (PdE) dessa rede passa a estar abrangida por monitorização permanente.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação relativa à REN pode já ser consultada através da hiperligação: http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/qualidade_de_energia_electrica/

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela REN para o ano de 2014 foi desenvolvido ao abrigo do anterior RQS. Esse programa contemplou medições em 50 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados foi superior ao número registado em 2013.

No ano de 2014, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 35 PdE, o correspondente a 44% dos PdE

existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes esteve compreendida entre as 10 e as 52 semanas, sendo que apenas 29 PdE tiveram monitorização durante 40 ou mais 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), estas abrangeram um total de 18 PdE em 2014 (para além destes, foi ainda monitorizado um conjunto alargado de pontos internos da rede). O período destas ações de monitorização durou entre 4 e 37 semanas.

Fenómenos Contínuos

Das ações de monitorização realizadas, identificaram-se incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e de longa duração em 4 PdE, designadamente nas subestações do Carregado, Alqueva, Siderurgia da Maia e Siderurgia do Seixal. Relativamente à distorção harmónica, identificaram-se 3 PdE com incumprimento dos valores regulamentares, designadamente as subestações de Alto Mira na 5.^a harmónica, Fatela na 7.^a harmónica, Vermoim na 12.^a harmónica e Alto de Mira na 21.^a harmónica.

A maioria das situações de incumprimento dos limites de tremulação teve origem em clientes de MAT e na rede de transporte de Espanha, enquanto os incumprimentos dos limites da distorção harmónica tiveram origem em redes a jusante dos PdE.

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.

Eventos de Tensão

Apresenta-se em seguida os quadros relativos aos eventos de tensão, cavas de tensão e sobretensões, registadas nos 32 PdE da RNT com monitorização permanente em que o período de monitorização foi igual ou superior a 40 semanas. Estes quadros incluem o número médio de eventos registados por ponto de rede monitorizado, assim como a caracterização desses eventos relativamente à sua duração e percentagem da tensão declarada.

Número de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado					
Tensão Residual (% de Uc)	Duração (s)				
]0,01 ; 0,2]]0,2 ; 0,5]]0,5 ; 1]]1 ; 5]]5 ; 60]
90 > U ≥ 80	40,97	1,50	0,81	0,63	-
80 > U ≥ 70	12,06	0,59	0,34	0,16	-
70 > U ≥ 40	11,59	0,72	0,13	0,31	-
40 > U ≥ 5	1,97	0,31	0,09	0,09	-
5 > U	0,03	-	-	-	-

Uc – Tensão declarada

Número de sobretensões registadas por PdE monitorizado			
Sobretensão (% de Uc)	Duração (s)		
]0,01 ; 0,50]]0,5 ; 5,0]]5 ; 60]
U ≥ 120	0,69	0,03	-
120 > U > 110	1,31	0,16	-

Uc – Tensão declarada

Em 2014, nos 32 PdE monitorizados em permanência registaram-se 72 cavas de tensão por PdE monitorizado. Este valor compara com o valor de 102 cavas de tensão por PdE monitorizado, registado em 2013. Das 2 314 cavas de tensão registadas em 2014, cerca de 92% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos e cerca de 39% provocou uma

variação na amplitude inferior a 80% da tensão declarada.

Em relação às sobretensões, registaram-se 2,2 eventos por PdE monitorizado. Das 70 sobretensões registadas em 2014, cerca de 91% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 67% provocou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização implementado pela REN em 2014 contemplou medições em 50 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados aumentou 30% face ao número que foi registado em 2013.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 44% 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 36%.

No ano de 2014 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.^a, 7.^a, 12.^a e 21.^a tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE.

Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2014, o número de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou uma redução de 29% relativamente ao ano anterior.

3.5 EDP DISTRIBUIÇÃO | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), para efeitos de avaliação do desempenho das redes, estabelece a obrigatoriedade de determinação de indicadores gerais para as redes de alta tensão (AT), de média tensão (MT) e de baixa tensão (BT) de acordo com o quadro seguinte.

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

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 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 por Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III (NUTS III) 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 eventos excecionais.

CARACTERIZAÇÃO

Após terem sido atingidos em 2012 os melhores resultados na totalidade dos indicadores gerais da continuidade de serviço dos últimos 10 anos, verificou-se em 2013 um aumento dos valores dos indicadores das redes operadas pela EDP Distribuição como consequência das condições

As NUTS III encontram-se representadas geograficamente no mapa de Portugal continental da figura seguinte.



No Anexo são apresentados os concelhos pertencentes a cada NUTS III.

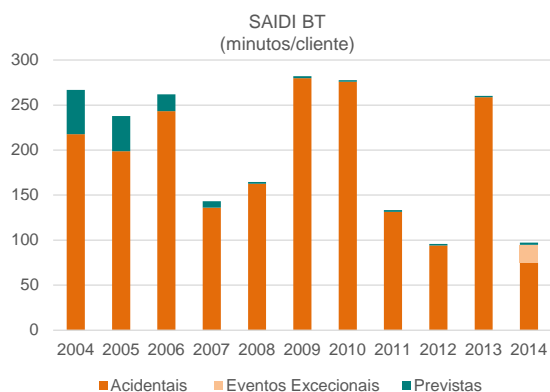
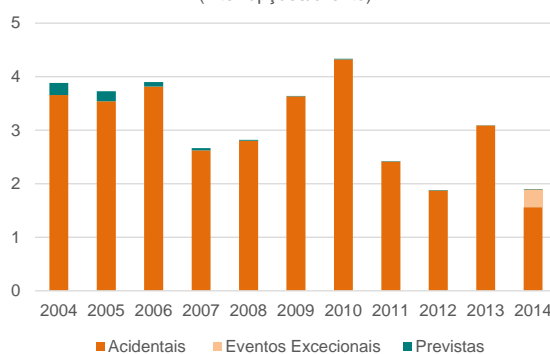
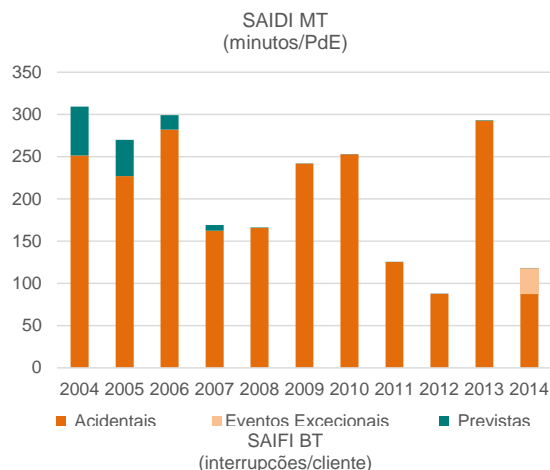
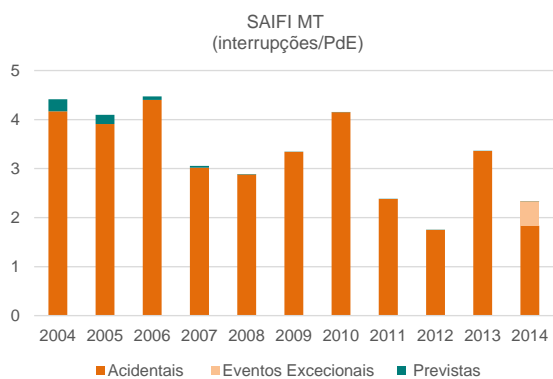
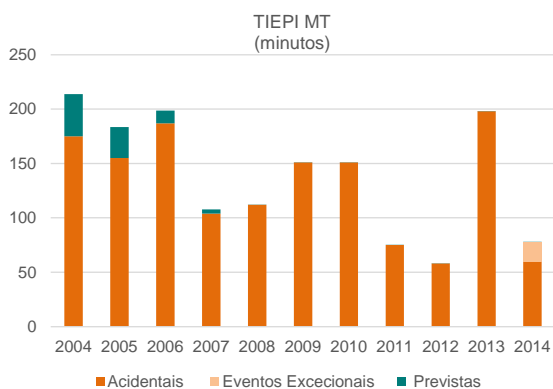
Da análise ao desempenho, da rede de distribuição, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes apresenta a evolução do valor anual dos indicadores gerais, com discriminação das interrupções previstas e acidentais, do ano de 2004 ao ano de 2014.

meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro, que contribuíram para um aumento excessivo dos indicadores de continuidade de serviço desse ano.

Em 2014 registaram-se valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço da ordem de grandeza dos registados em 2011 e 2012, os quais representam cerca de um terço dos registados em 2013.

Com a aprovação do novo RQS, a partir de 2014 passou a identificar-se o contributo dos eventos excecionais na determinação dos indicadores.

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 do contributo das interrupções previstas, acidentais e eventos excecionais, de 2004 a 2014.



A publicação do novo RQS estabeleceu ainda a determinação dos indicadores SAIFI e SAIDI para as redes de AT e também um novo indicador, o MAIFI, para as redes de AT e MT que considera as interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos). O quadro que se segue apresenta os valores dos indicadores registados em 2014 para as redes da EDP Distribuição, considerando todas as interrupções previstas e acidentais e todas as origens (externas e internas).

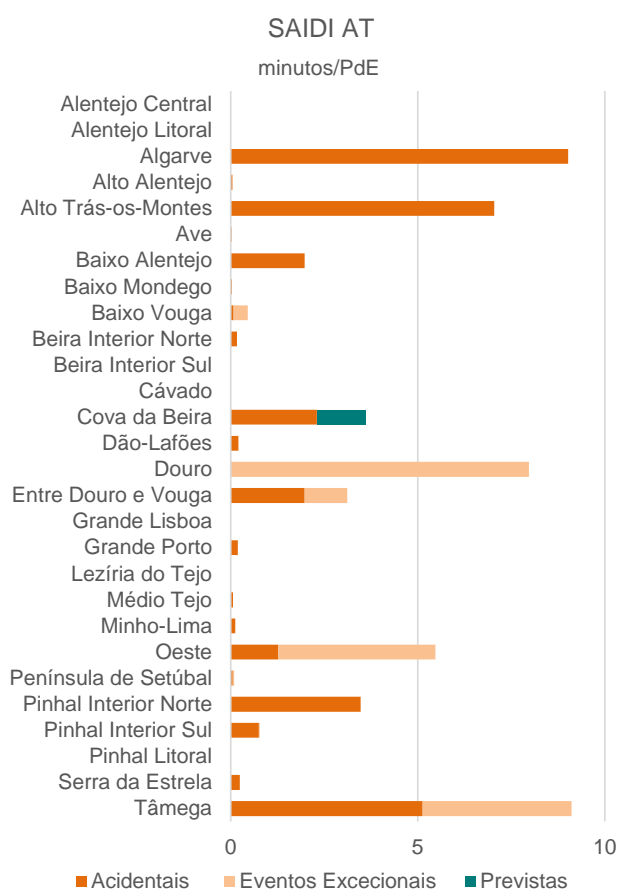
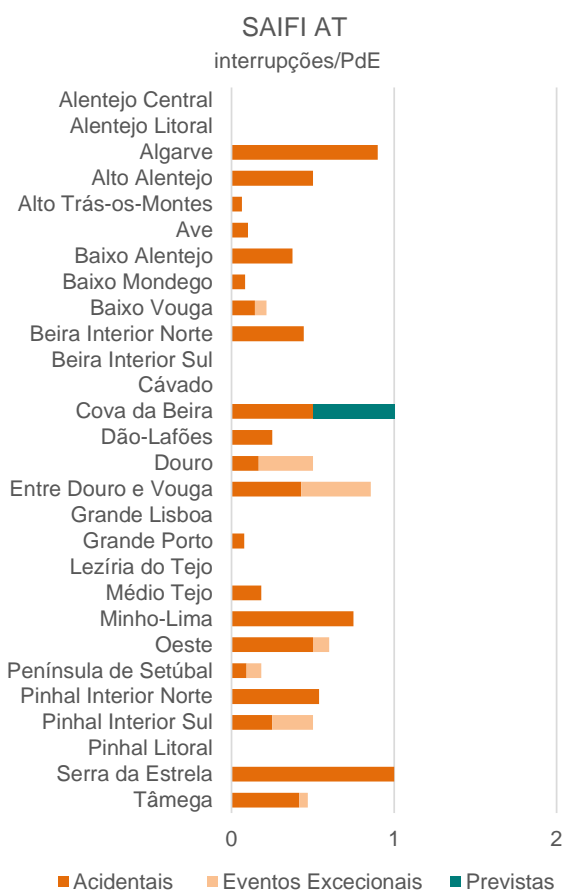
	Todas interrupções s/ Eventos Excepcionais	Eventos Excepcionais
SAIFI AT (interrupções/PdE)	0,29	0,04
SAIDI AT (minutos/PdE)	35,50	17,72
MAIFI AT (interrupções/PdE)	1,34	0,02
END (MWh)	4064,46	1280,35
TIEPI (minutos)	59,85	18,36
SAIFI MT (interrupções/PdE)	1,84	0,49
SAIDI MT (minutos/PdE)	87,71	30,51
MAIFI MT (interrupções/PdE)	13,06	0,20
SAIFI BT (interrupções/cliente)	1,57	0,33
SAIDI BT (minutos/cliente)	77,48	19,86

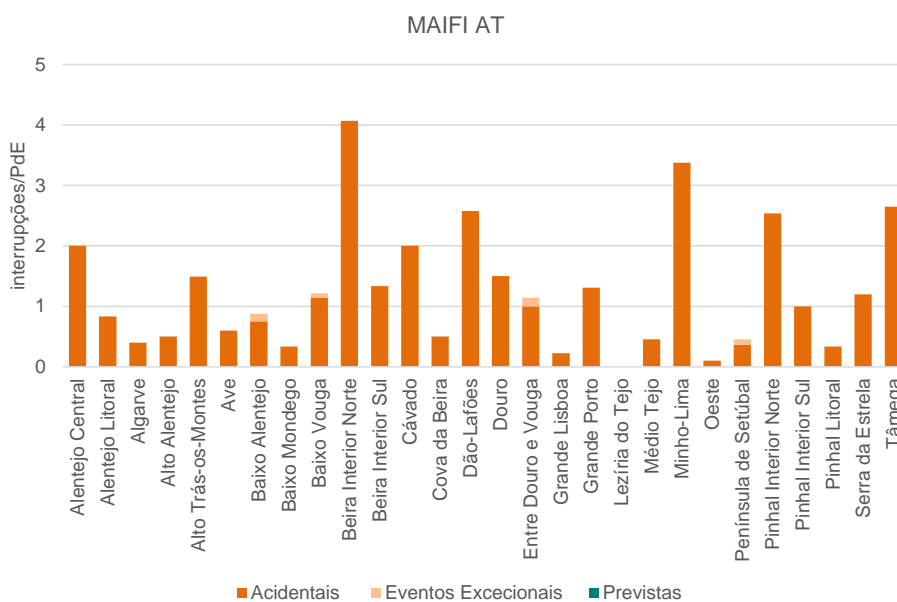
Para o valor de END apresentado, as interrupções acidentais contribuíram 99,8% e, em particular, as devidas a eventos excepcionais, cerca de 24%.

Na rede AT ocorreram 452 interrupções acidentais e 153 interrupções previstas, das quais 253 foram interrupções breves e 352 foram longas, não considerando as interrupções classificadas como eventos excepcionais.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2014, por NUTS III.

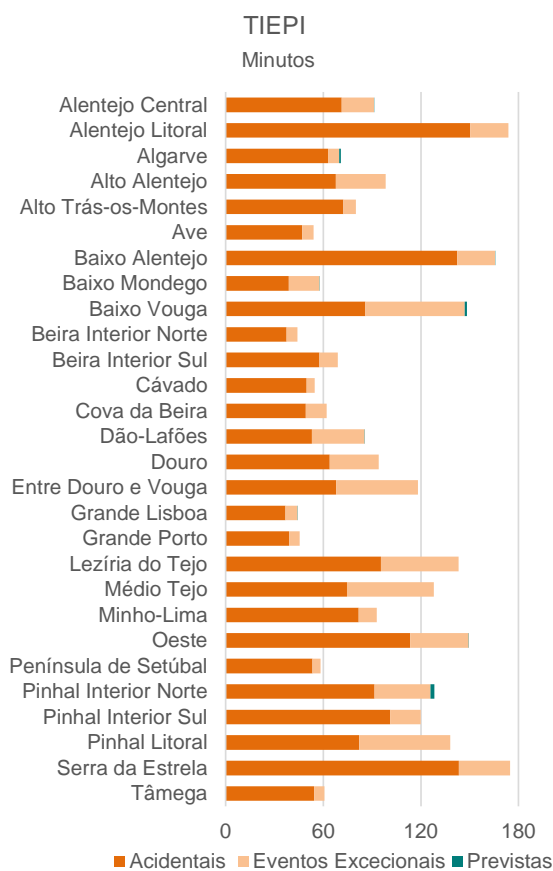
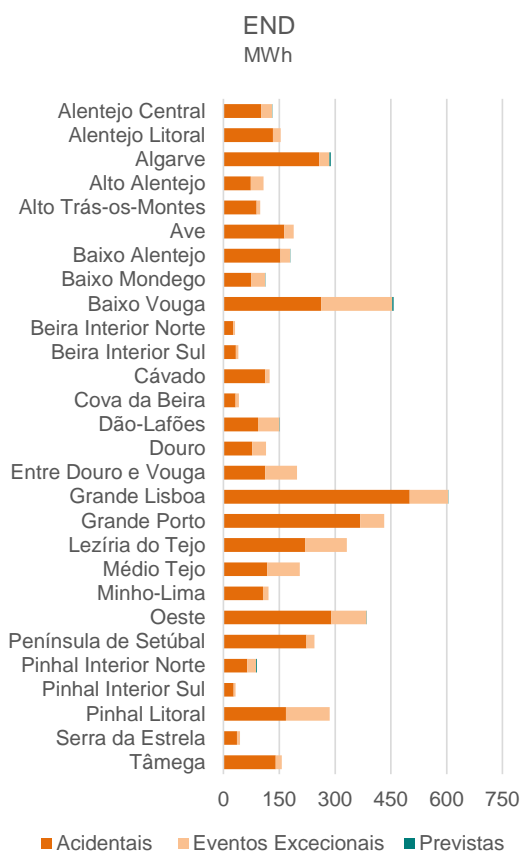
Destaca-se a NUT Cova da Beira, a única que registou interrupções previstas nas redes de AT, tendo sido devidas a razões de serviço.

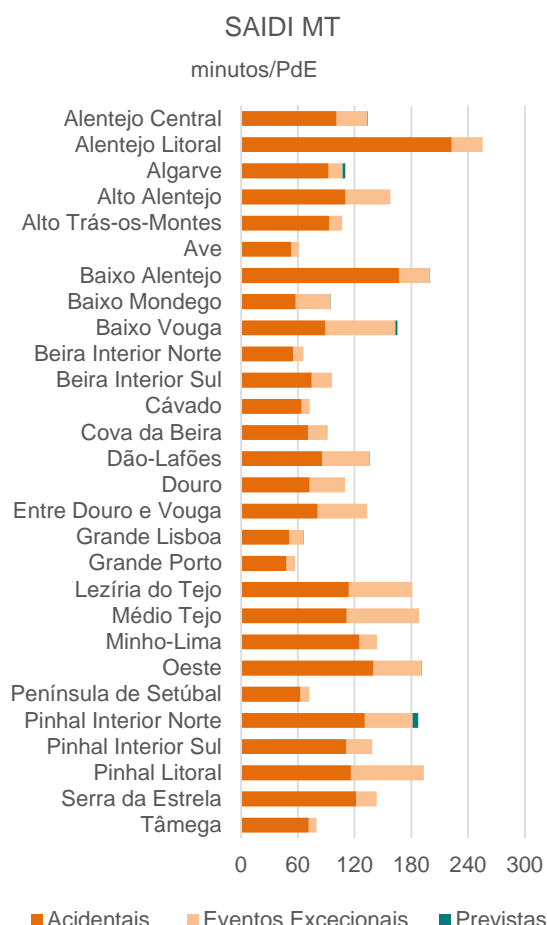
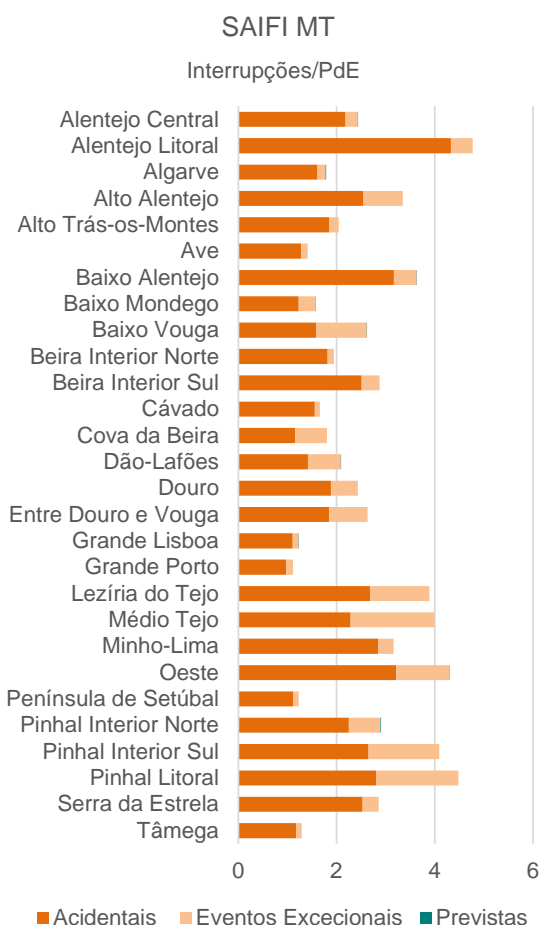
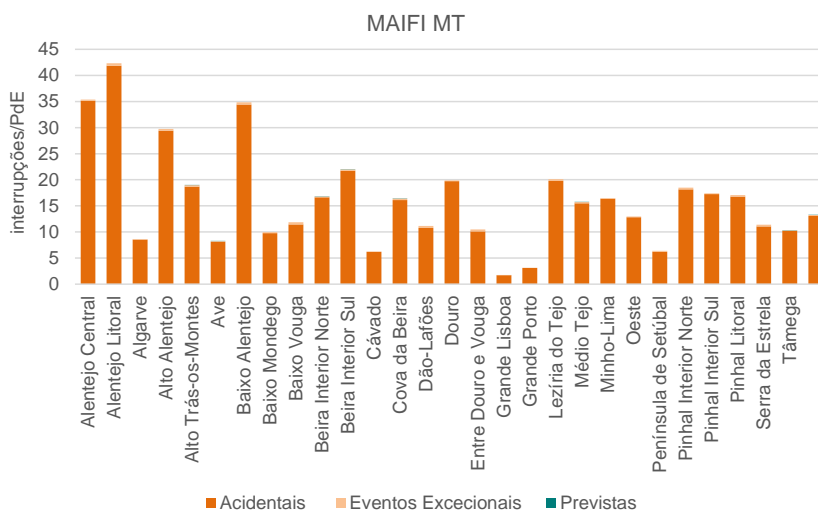




Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END, TIEPI, SAIFI MT, SAIDI MT e

MAIFI MT registados no ano de 2014, por NUTS III.





Em 2014, a NUT Alentejo Litoral foi a região que registou os valores mais elevados dos indicadores, com exceção para END e o TIEPI em que os valores mais elevados foram

registados para a região de Lisboa e Serra da Estrela respetivamente.

O ano 2014 é o primeiro em que os indicadores são apresentados por NUTS III, por esse motivo

não é possível comparar o desempenho destas regiões com o ano transato, em que os indicadores foram apresentados por distrito.

O desempenho das redes de distribuição em BT, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, é apresentado de seguida através dos indicadores de SAIFI e SAIDI para as NUTS III. Importa destacar a NUT

Alentejo Litoral, a qual registou o pior valor para os dois indicadores, se considerarmos apenas as interrupções acidentais. No caso do SAIDI BT, as interrupções associadas a causas próprias da EDP Distribuição representaram 91% do valor do indicador para as interrupções acidentais.



Eventos Excepcionais

Em 2014, a ERSE aprovou a classificação de 352 incidentes como eventos excepcionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias. Estes incidentes tiveram como principais causas aves (125), abates de árvores (62) e malfetoria/vandalismo (64).

Dos incidentes que foram classificados como eventos excepcionais destaca-se o ocorrido nos dias 9 e 10 de fevereiro, pela sua dimensão e impacto.

Este evento teve origem na “Tempestade Stephanie” que motivou um forte aumento da intensidade do vento, acompanhado da ocorrência de chuva intensa, ondulação marítima, granizo, queda de neve e trovoadas. Os fenómenos atmosféricos, além das

consequências diretas sobre os equipamentos de rede que se encontram expostos, provocaram a projeção de ramos de árvores e outros objetos para o interior das faixas de proteção, levando a que mais equipamentos fossem afetados. Os distritos mais afetados foram os de Leiria, Santarém, Aveiro, Viseu e Lisboa. Para efeitos de qualidade de serviço, a EDP Distribuição reportou que o evento teve início às 13h00 de dia 9, tendo o fornecimento de energia sido repostado, à totalidade dos clientes, às 7h00 de dia 10. No momento mais crítico o evento afetou 230 mil clientes.

Os eventos excepcionais afetaram 974 257 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro. O evento de 9 e 10 de fevereiro foi individualizado, uma vez que representa aproximadamente 80% da contribuição da totalidade dos eventos excepcionais.

Indicador geral	Evento 9 e 10 Fevereiro		Total dos eventos excepcionais		Total Ano 2014
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	Impacto dos eventos	Contribuição para valor anual	
END (MWh)	1019,7	19%	1292,0	24%	5355,9
TIEPI (minutos)	14,5	19%	18,6	24%	78,4
SAIFI MT (interrupções/PdE)	0,4	17%	0,5	22%	2,3
SAIDI MT (minutos/PdE)	23,5	20%	30,7	26%	118,6
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,3	16%	0,4	20%	1,9
SAIDI BT (minutos/cliente)	16,6	17%	21,4	21%	99,9

Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço

Com a publicação do novo RQS foram também estabelecidos novos padrões gerais de continuidade de serviço, que passaram a ser definidos apenas para os indicadores SAIFI e SAIDI.

Apresentam-se em seguida os valores registados em 2013 e 2014 para os indicadores gerais de continuidade de serviço para a MT e para a BT, bem como os respetivos padrões em

vigor nos dois anos, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C).

Tendo em conta as regras que entraram em vigor em 1 de janeiro de 2014, para efeitos de comparação com os padrões, são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em incidentes classificados como eventos excepcionais. No ano de 2013, para o mesmo efeito, os indicadores consideravam apenas as interrupções com origem nas próprias redes e excluíam todas as interrupções classificadas pelo operador da rede como casos fortuitos ou

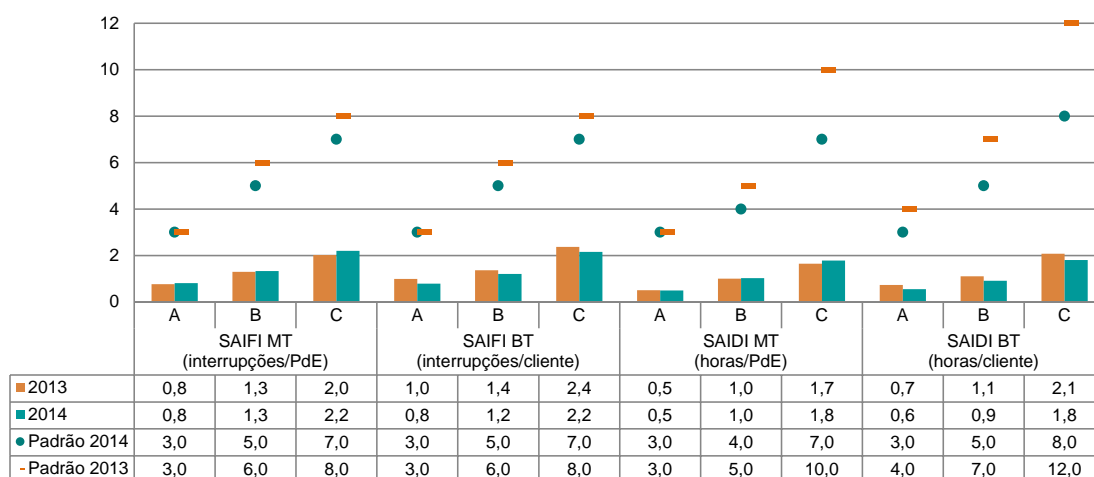
de força maior, razões de segurança e de serviço.

Refira-se que com o novo RQS foram também estabelecidos novos valores de padrões para os indicadores gerais, em sequência da evolução da continuidade de serviço que a generalidade dos clientes evidenciou nos últimos anos. Os novos padrões tornaram-se mais exigentes,

principalmente nas zonas B e C, com o objetivo de reduzir as assimetrias relativas à continuidade de serviço dos clientes dessas zonas, relativamente aos clientes das zonas A.

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

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 2014 e o montante das compensações automáticas associadas, para cada nível de tensão e zona geográfica, pagas em 2015.

À semelhança do sucedido na verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais foram excluídas as consequências dos eventos classificados como eventos excepcionais 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 (€)
Incumprimento do número de interrupções	MT	A	1	0,00	24,00
		B	13	336,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
	Total		14	336,00	24,00
BTN	A	33	63,60	0,00	
	B	0	0,00	0,00	
	C	0	0,00	0,00	
Total		33	63,60	0,00	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	1	341,88	0,00
		C	8	16.511,26	0,00
	Total		9	16.853,14	0,00
MT	A	75	16.044,78	288,48	
	B	91	10.542,26	343,73	
	C	116	20.381,78	457,42	
Total		282	46.968,82	1.089,63	
BTE	A	79	3.916,23	112,50	
	B	60	2.330,21	64,50	
	C	21	2.317,37	799,82	
Total		160	8.563,81	976,82	
BTN	A	7.691	42.354,84	2.633,65	
	B	7.745	34.593,82	1.467,89	
	C	5.078	49.099,32	1.787,00	
Total		20.514	126.047,98	5.888,54	
Total		21.012	198.833,35	7.978,99	

No ano de 2014, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou uma diminuição de 12% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações automáticas pagas aos clientes, o montante total foi também 12% inferior 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 uma diminuição de 17% relativamente a 2013.

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

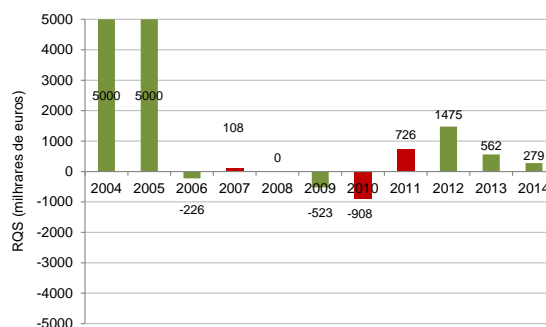
O novo RQS prevê um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que define penalidades e aumentos de proveitos permitidos ao operador da RND, com um duplo objetivo.

O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001 no Regulamento Tarifário (RT) tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003.

A Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende do valor da energia não distribuída. Em resultado do valor verificado de energia não distribuída no ano 2014, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço conduzirá a um aumento em 279 353 euros nos proveitos permitidos ao operador da rede de

distribuição em MT e AT, a repercutir em 2016. Este valor representa 50% do valor de 2013.

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, relativo à componente 1, apresenta-se em seguida.



No que respeita ao segundo objetivo do mecanismo, relativo à melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, ficou estabelecida a componente 2, aplicável apenas a partir de 2015.

A componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentem anualmente o pior valor de SAIDI MT. Assim, esta componente será determinada pela primeira vez em 2016, com base na média de SAIDI MT referente a 2013, 2014 e 2015, e será repercutida nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição em MT e AT em 2017.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2014 verificou-se uma melhoria do desempenho, da rede de distribuição operadas pela EDP Distribuição, em termos de continuidade de serviço percebida pelos clientes, em comparação com o ano de 2013 que foi consideravelmente afetado pelas

condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 19 de janeiro e 24 de dezembro.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2014 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2011 e 2012 e

representam cerca de um terço dos registados em 2013.

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

Em 2014 a ERSE aprovou a classificação de 352 incidentes como eventos excepcionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. Estes incidentes tiveram como principais causas aves (125), abates de árvores (62) e malfeitoria/vandalismo (64).

Dos incidentes que foram classificados como evento excepcionais destaca-se o ocorrido nos

dias 9 e 10 de fevereiro, pela sua dimensão e impacto.

No ano de 2014, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou uma diminuição de 12% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes diminuiu 12%, comparativamente com o valor pago em 2013. Da totalidade dos 21 012 incumprimentos registados em 2014, 47 foram relativos ao número de interrupções.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, o aumento dos proveitos permitidos no ano de 2014 representa apenas 50% do valor registado em 2013.

3.6 EDP DISTRIBUIÇÃO | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

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 elabora um plano de monitorização da qualidade da energia elétrica nas redes AT, MT e BT que explora, de modo a verificar se estas cumprem os requisitos estabelecidos no RQS e no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico (MPQS).

Desta forma, a EDP Distribuição deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas de duração anual. As ações de

monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica na rede nacional de distribuição, a partir de 1 de janeiro de 2014, passou a incluir a cobertura de, no mínimo, um barramento de MT em 40 subestações AT/MT. A evolução do número de subestações AT/MT com monitorização permanente deve registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

De acordo com o MPQS, num período de máximo de 4 anos, a EDP Distribuição, tem ainda de monitorizar a qualidade da energia elétrica nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

O regulamento impõem ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação relativa à EDP Distribuição pode já ser consultada através da hiperligação:

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

CARACTERIZAÇÃO

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2014 e 2015, aprovado pela ERSE, previu a monitorização de 70 subestações AT/MT em 2014, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano previu a abrangência de 336 PTD através de campanhas

periódicas trimestrais. Os PTD selecionados estão distribuídos por 224 concelhos, dos quais, 114 concelhos apresentam um PTD abrangido, 108 concelhos apresentam dois PTD abrangidos e 2 concelhos apresentam três PTD abrangidos pelo Plano.

Em 2014, de acordo com o Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

- 30 subestações AT/MT através de campanhas periódicas de duração anual;
- 40 subestações AT/MT de forma permanente.
- 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

As ações de monitorização realizadas em 2014 incluíram 18 % das subestações AT/MT e 0,3% dos PTD da RND em 114 concelhos de Portugal continental.

Relativamente ao Plano de monitorização aprovado pela ERSE, a EDP Distribuição alterou 3 dos PTD selecionados inicialmente no Plano, escolhendo outros para o substituir na mesma região geográfica (concelhos de Alcanena, Maia e Golegã). Os motivos para as alterações foram os seguintes: um dos PTD foi desativado, o outro tinha sido vandalizado e o último tinha vestígios de infiltrações.

Fenómenos Contínuos

Em relação às ações de monitorização nos 110 barramentos MT das 70 subestações de AT/MT monitorizadas registaram-se situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando 3 barramentos (nas subestações de Brinches, Carrascas e Vendas Novas) e não conformidade dos valores das tensões harmónicas (amplificação da 5.^a harmónica) afetando o barramento de 15 kV na subestação Oliveira do Bairro e um dos barramentos de 15 kV na subestação Lousado.

No que respeita às monitorizações em PTD, dos 114 concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registados 36 concelhos com não conformidades, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para cada uma das características da onda de tensão. Em 24 desses concelhos as não conformidades estão associadas ao valor eficaz de tensão. Por seu lado, a tremulação originou não conformidades em 18 concelhos, enquanto se 4 concelhos com valores da 5.^a tensão harmónica acima do limite estabelecido.

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

Eventos de tensão

O quadro seguinte apresenta o número de cavas de tensão registadas em tensão composta (medição entre fases), por barramento MT com monitorização de duração igual ou superior a um ano, no ano 2014, para cada intervalo de duração e tensão residual. 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.

Nos barramentos MT monitorizados o número de cavas de tensão foi de 55 por barramento. Do número total de cavas registadas, 72% apresentou duração inferior a 200 milissegundos e 74% não ultrapassou a profundidade de 30% da tensão.

Número de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado					
Tensão Residual u %	Duração t s				
	$0,01 < t \leq 0,2$	$0,2 < t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 1$	$1 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$90 > u \geq 80$	46,97	6,26	6,74	1,15	0,11
$80 > u \geq 70$	14,64	2,25	3,07	0,24	0,03
$70 > u \geq 40$	13,23	3,62	3,29	0,65	
$40 > u \geq 5$	4,37	2,58	0,80	0,20	
$5 > u$	0,06	0,03		0,05	0,02

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

De seguida apresenta-se o número anual de sobretensões por barramento MT monitorizado.

N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado			
Tensão de incremento u %	Duração t s		
	0,01 < t <= 0,5	0,5 < t <= 5	5 < t <= 60
$u \geq 120$	0,055		
$120 > u > 110$	0,200	0,009	0,009

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

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

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a EDP distribuição.

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 2014, de entre estes operadores, a Cooperativa de Electrificação de Rebordosa (A Celer), a Casa do Povo de Valongo do Vouga (C.P de Valongo do Vouga), a Cooperativa Eléctrica de Loureiro (C.E. de Loureiro), a Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este (CEVE), a Cooperativa Eléctrica de Vilarinho (C.E. de Vilarinho), a Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica (CooprORIZ), a Junta de Freguesia de Cortes do Meio (J.F. de Cortes do Meio), a Cooperativa de Electrificação A LORD e a Cooperativa Eléctrica de São Simão de Novais (CESSN) disponibilizaram informação sobre qualidade de serviço técnica à

ERSE com a periodicidade estabelecida regulamentarmente.

Os demais operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT não disponibilizaram a informação prevista regulamentarmente sobre qualidade de serviço técnica ou não enviaram a informação de acordo com os critérios e metodologia acordada com a ERSE, não cumprindo com o estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Para as redes de distribuição de BT, está estabelecido o cálculo de dois indicadores, o SAIFI BT e o SAIDI BT e devem ser consideradas as interrupções independentemente da sua origem.

CARACTERIZAÇÃO

Com a entrada em vigor do atual RQS, os operadores das redes passaram a ter a obrigação de reportar todas as interrupções que afetem os seus PdE, independentemente da

origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalações de cliente, não interrompem outros clientes. Tendo em conta esta alteração, não se realizam análises comparativas com os anos anteriores.

A Celer

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,03	0,32	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	0,55	16,37	0

De acordo com a informação prestada realça-se o facto da rede da A Celer ter sido essencialmente afetada por interrupções com origem noutras redes. As outras redes contribuíram com respetivamente 77% e 97% dos valores totais dos indicadores SAIFI e SAIDI

respetivamente 0,35 interrupções/cliente e 16,97 minutos/cliente.

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

Casa do Povo de Valongo do Vouga

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,02	6,73	4,00
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	0,91	133,58	29,00

Em 2014, C.P de Valongo do Vouga foi afetada maioritariamente por interrupções com origem em outras redes, mesmo as interrupções classificadas como eventos excepcionais tiveram origem noutras redes. Este operador de rede foi responsável por 0,1% e 0,6% dos valores de SAIFI e SAIDI registados nas suas redes,

respetivamente 10,74 interrupções/cliente e 163,5 minutos/cliente.

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

Cooperativa Eléctrica de Loureiro

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	1,63	0,33	0	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	86,20	38,94	0	0

A C.E. de Loureiro em 2014 não foi afetada por interrupções com origem em outras redes, e os valores totais dos indicadores SAIFI e SAIDI foram respetivamente 1,95 interrupções/cliente e 124,93 minutos/cliente.

interrupções se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados em todos os PT da respetiva rede. A maioria destas interrupções ocorreu no 4º trimestre do ano de 2014.

Relativamente às interrupções previstas, que representaram 83% e 69% dos valores totais dos indicadores SAIFI e SAIDI respetivamente, a C.E. de Loureiro esclareceu que estas

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2014, a totalidade dos clientes tem classificação de zona C e que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

CEVE

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,19	0,01	1,32	0,28
SAIDI BT (minutos/cliente)	29,47	0,97	94,07	17,16

As interrupções previstas foram devidas a intervenções de conservação de Postos de Transformação deste operador de rede.

Os eventos excepcionais que afetaram a rede da CEVE ocorreram nas redes a montante.

As interrupções da responsabilidade da CEVE (próprias e previstas) representaram apenas 11% e 21%, dos valores totais do SAIFI e do SAIDI.

A CEVE informou ainda que em 2014 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Cooperativa Eléctrica de Vilarinho

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,32	0,32	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	1,62	22,66	0

Em 2014, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI de 24,55 minutos/cliente e um valor SAIFI de 0,65 interrupções/cliente. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em 50% e 93% dos valores de SAIFI e SAIDI, respetivamente.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2014, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Cooprорiz

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,14		1,36
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	3,62		98,38

Em 2014, a Cooprорiz registou um valor total de SAIFI de 1,49 interrupções/cliente e de SAIDI 102,01 minutos/cliente, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

total dos indicadores está registado no quadro. Este evento provocou 2537 interrupções todas no dia 10 de Fevereiro, entre as 0:14 e as 04:00.

O evento excepcional que afetou a rede da Cooprорiz teve origem na rede da EDP Distribuição e foi devido à “Tempestade Stephanie”, a sua contribuição para os valores

De acordo com a informação enviada pela Cooprорiz, relativa ao ano de 2014, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Junta de Freguesia de Cortes do Meio

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0	4,00	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	0	96,91	0

Em 2014, cada cliente da J.F. de Cortes do Meio registou 4 interrupções acidentais com origem nas redes a montante.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2014, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

A LORD

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,03	0,89	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	1,19	111,19	0

Em 2014, a A LORD registou um valor total de SAFI de 0,92 interrupções/cliente e de SAIDI 112,38 minutos/cliente, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2014, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

CESSN

Indicador geral	Previstas	Acidentais		
		Próprias	Outras redes	Eventos Excepcionais
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0	0,02	0,98	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	0	0,67	66,88	0

Em 2014, a CESSN, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI de 67,55 minutos/cliente e um valor SAIFI de 1 interrupções/cliente.

De acordo com a informação enviada pela CESSN, relativa ao ano de 2014, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Tendo em conta a informação apresentada pelos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT referente ao ano de 2014, pode concluir-se que estes operadores são afetados maioritariamente por ocorrências nas redes a montante das suas, com exceção da C.E. de Loureiro que registou interrupções apenas com origem na sua própria rede.

Apesar de, ainda, se verificarem algumas dificuldades no tratamento 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 no cumprimento do estabelecido regulamentarmente. No que diz respeito às metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço foi atingido pela primeira vez, pela maioria dos operadores, um nível de harmonização que permita a realização de comparações de desempenho entre as redes existentes.

3.8 OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

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. 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: 2010.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação relativa à CEVE pode já ser consultada através da hiperligação:

<http://www.ceve.pt/index.php?cat=108&item=2125>

CARACTERIZAÇÃO

Analisam-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.

A Celer

Em 2014, a A Celer realizou pela primeira vez ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas com recurso a contadores inteligentes instalados nos seus posto de transformação. Estes contadores permitiram monitorizar de forma permanente os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

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

- Amplitude da tensão;
- Valor eficaz da tensão e corrente;
- Tremulação (*flicker*) da tensão;
- Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões;
- Distorção Harmónica da Tensão.

De acordo com a informação da A Celer, nas ações de monitorização efetuada em 2014 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CEVE

Em 2014, a CEVE realizou pela terceira vez ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização realizadas pela CEVE tiveram uma duração mínima de 3 meses e consideram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

- Frequência da tensão;
- Valor eficaz da tensão;
- Tremulação (flicker) da tensão;
- Desequilíbrio do Sistema Trifásico de Tensões;

- Distorção Harmónica da Tensão.

De acordo com a informação da CEVE, na ação de monitorização efetuada em 2014 foi detetada uma semana não conforme. Nesta semana não foram cumpridas os limites estabelecidos para o valor eficaz da tensão.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2014, à semelhança do ocorrido no ano anterior, a A Celer e a CEVE e a foram os únicos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT a realizar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas suas redes. Esta é uma prática que deve ser seguida pela totalidade dos operadores.

Nos seus relatórios anuais, a C. E. de S. Simão de Novais 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 2015.

3.9 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico que entrou em vigor a 1 de janeiro de 2014 passou a ter uma cobertura nacional, incluindo assim as regiões autónomas da Madeira e dos Açores, que até esse momento possuíam regulamentos próprios.

No novo RQS, para além da caracterização da continuidade de serviço, avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos), passou também a acompanhar-se o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O RQS continua a estabelecer indicadores gerais e individuais para as redes de distribuição das 9 ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados. No entanto, deixou de estabelecer esses indicadores e respetivos padrões para as redes de transporte das ilhas dos Açores.

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação) como é o caso das ilhas da Região

Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e, com o novo RQS, passaram também a ser consideradas para efeitos de comparação com os padrões.

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

- Zona A: Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta.
- Zona B: Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000.
- Zona C: Os restantes locais.

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

CARACTERIZAÇÃO

A caracterização da continuidade de serviço percecionada pelos clientes da EDA inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço no ano de 2014 e os incidentes classificados pela ERSE como Eventos Excepcionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim

como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

Continuidade de serviço na perspetiva geral

As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percecionada pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores gerais, que se apresentam em

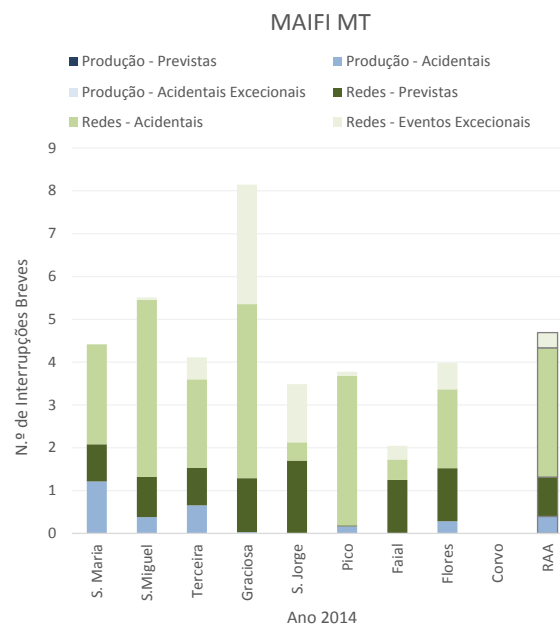
seguida, são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

Indicador RAA	Previstas	Acidentais	
		Não Excepcionais	Excepcionais
END (MWh)	139,7	221,5	27,4
TIEPI MT (min)	95,3	151,2	18,7
SAIDI MT (min)	108,2	216,7	32,1
SAIFI MT (interrup)	1,052	7,561	0,663
MAIFI MT (interrup)	0,915	3,420	0,354
SAIDI BT (min)	97,6	236,3	31,13
SAIFI BT (interrup)	1,013	8,346	0,707

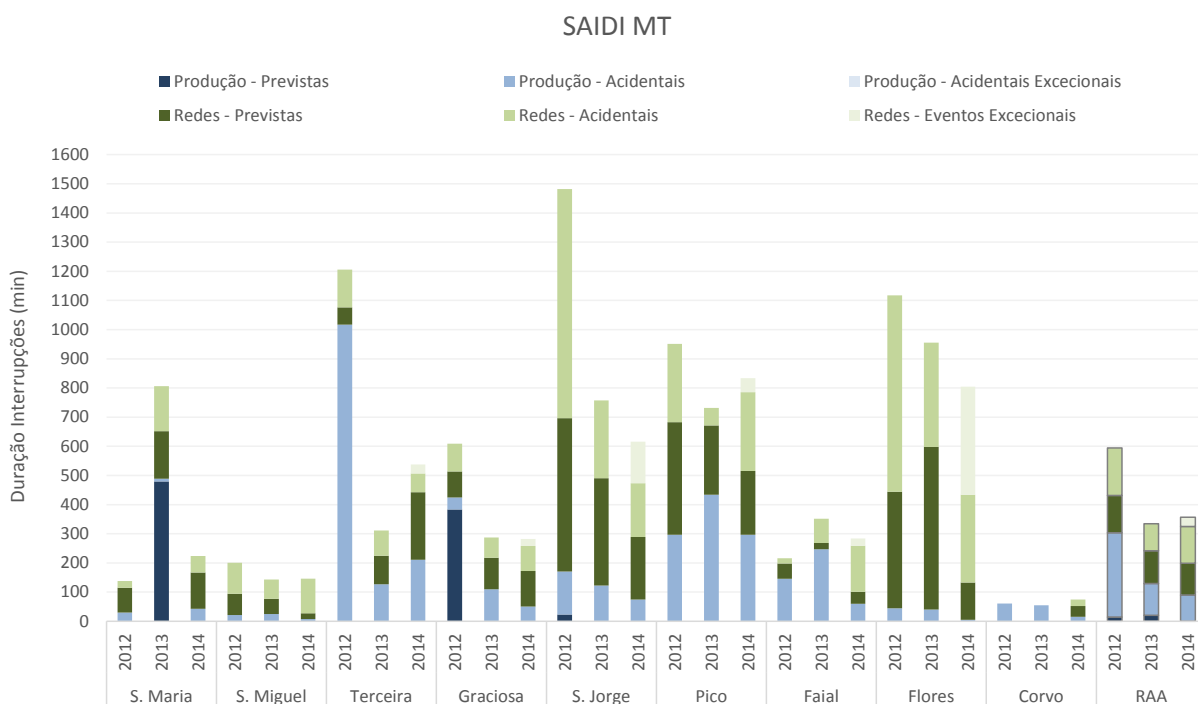
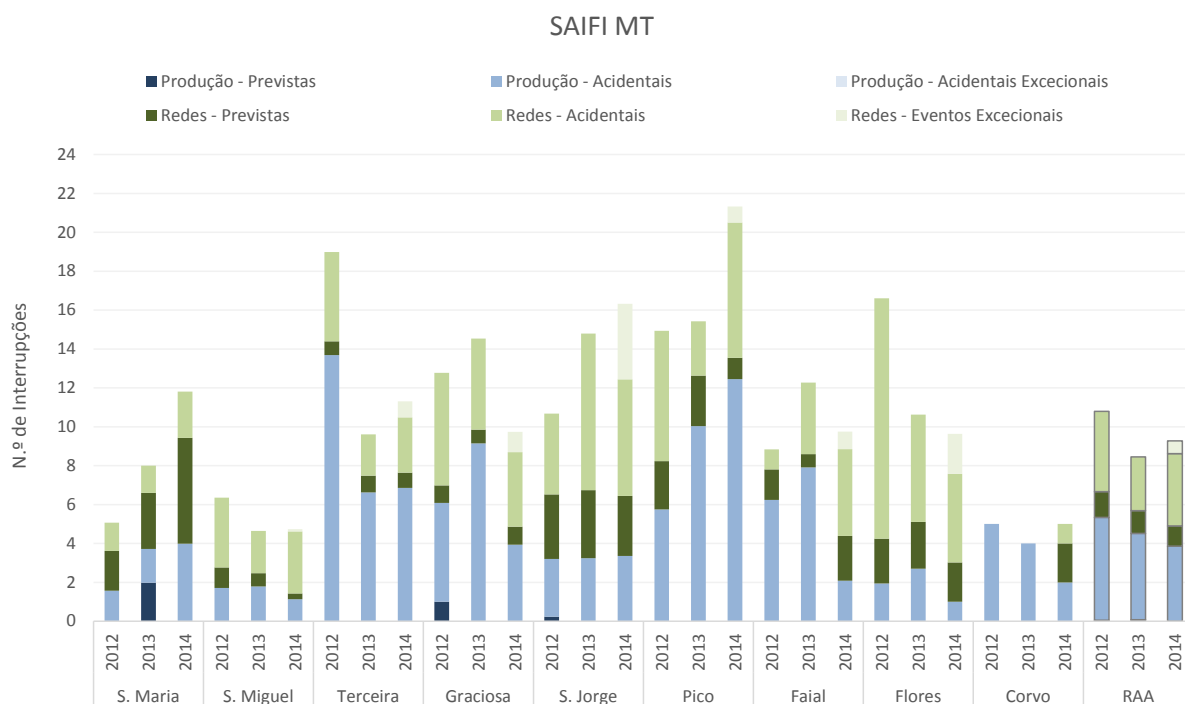
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDA, as interrupções previstas têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções previstas corresponde, em média, a 40% do SAIDI das interrupções acidentais. Em relação ao número de interrupções o impacto é inferior. O indicador SAIFI das interrupções previstas corresponde, em média, a 12% do valor das interrupções acidentais.

Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIDI e SAIFI para os pontos de entrega (PdE) em MT e clientes BT, para o período 2012-2014, e ainda o desempenho em 2014 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves. A evolução dos indicadores

inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas. Refira-se que o conceito de Evento Excepcional apenas passou a ser considerado a partir do ano de 2014.

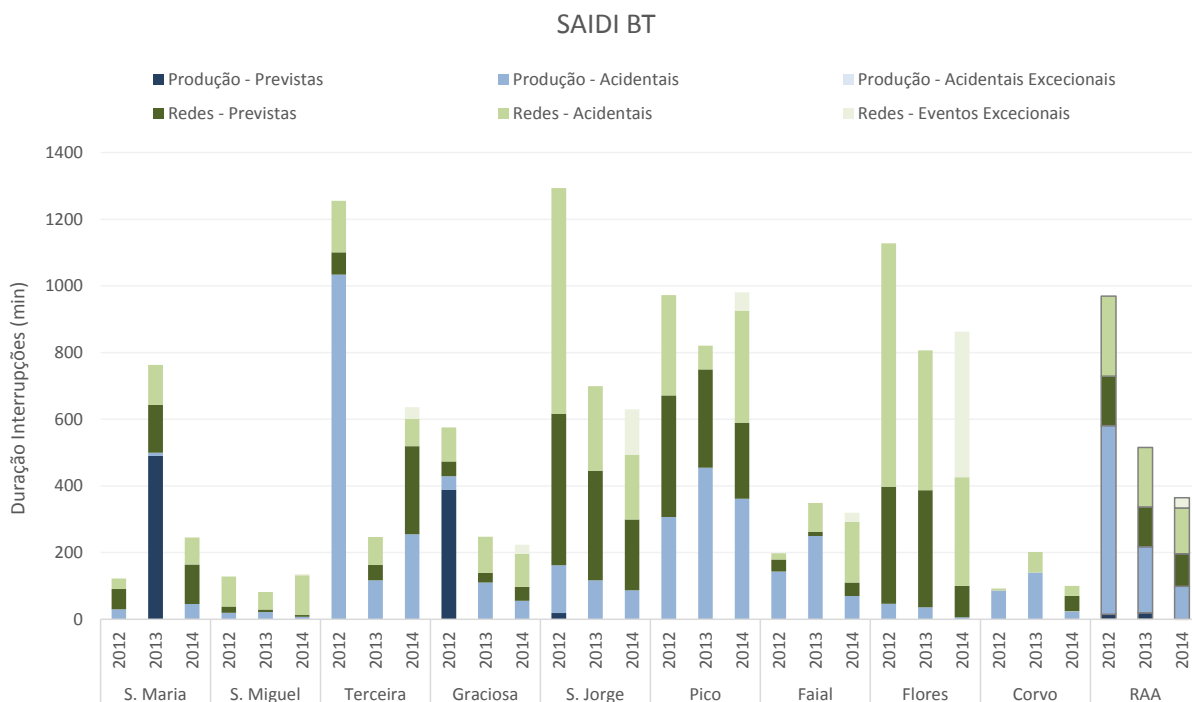
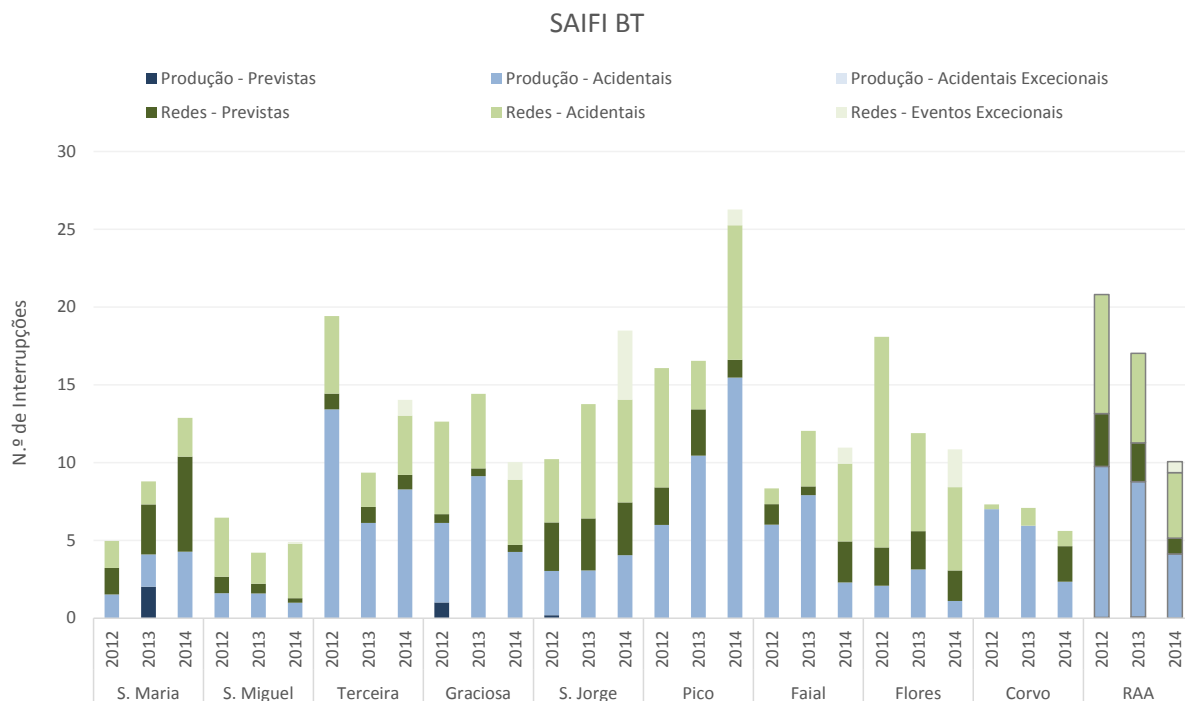


A análise do indicador MAIFI MT da RAA mostra que cerca de 2/3 do seu valor resulta de interrupções acidentais com origem nas redes e que o contributo da produção é de apenas 8,5%. Na análise do indicador em cada ilha, regista-se a inexistência de interrupções breves na ilha do Corvo e o facto de nas ilhas Graciosa e S. Jorge os contributos para este indicador serem apenas de interrupções com origem nas redes.



No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos PdE em MT, a nível da RAA, é notória a redução do impacto das interrupções acidentais com origem na produção, ao longo do período

2012-2014. Já as interrupções acidentais com origem nas redes, após uma redução em 2013, voltaram a aumentar o seu contributo para os indicadores de continuidade de serviço no ano de 2014.



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT para cada uma das ilhas, destaca-se uma tendência de aumento na ilha de S. Maria, para o qual tem contribuído o crescimento das

interrupções previstas com origem nas redes, em S. Miguel destaca-se uma tendência de redução das interrupções previstas com origem na produção, verificando-se a mesma tendência na ilha do Corvo. Em sentido inverso, há a

registrar a ilha do Pico, na qual o contributo das interrupções acidentais com origem nas redes tem crescido ao longo do período em análise.

Relativamente ao indicador SAIDI MT para cada uma das ilhas, o mesmo não apresenta tendências de evolução tão vincadas como acontece para o SAIFI MT, no entanto, destacam-se as evoluções positivas registadas nas ilhas de S. Jorge e Flores, para as quais contribuiu, essencialmente, a redução do conjunto de interrupções previstas e acidentais com origem nas redes, face aos anos anteriores.

Os indicadores SAIDI e SAIFI da RAA relativos aos clientes em BT apresentam uma clara tendência de redução ao longo do período 2012-2014. Apesar da generalidade das origens das interrupções contribuir para esta redução, são as interrupções acidentais com origem na produção que maior contributo dão para a tendência decrescente identificada.

O indicador SAIFI BT por ilha apresenta tendência de aumento nas ilhas de S. Maria, S. Jorge e Pico. Nos casos de S. Maria e de S. Jorge, o crescimento do indicador resulta em grande parte de um aumento das interrupções com origem nas redes, enquanto na ilha do Pico este aumento resulta de uma tendência de crescimento das interrupções acidentais com origem na produção. Em sentido contrário, com uma tendência de redução do indicador, destacam-se as ilhas das Flores e do Corvo.

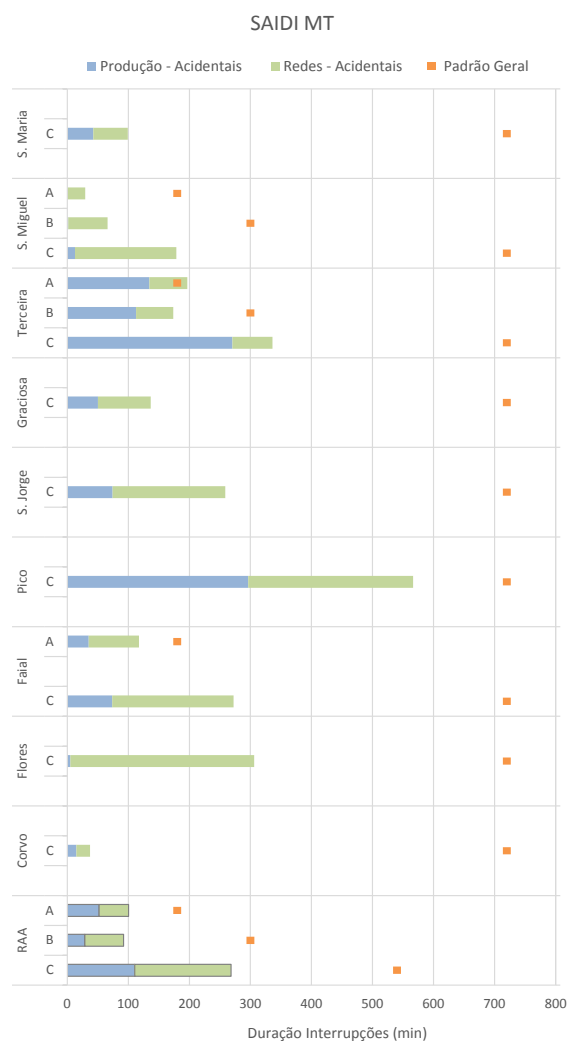
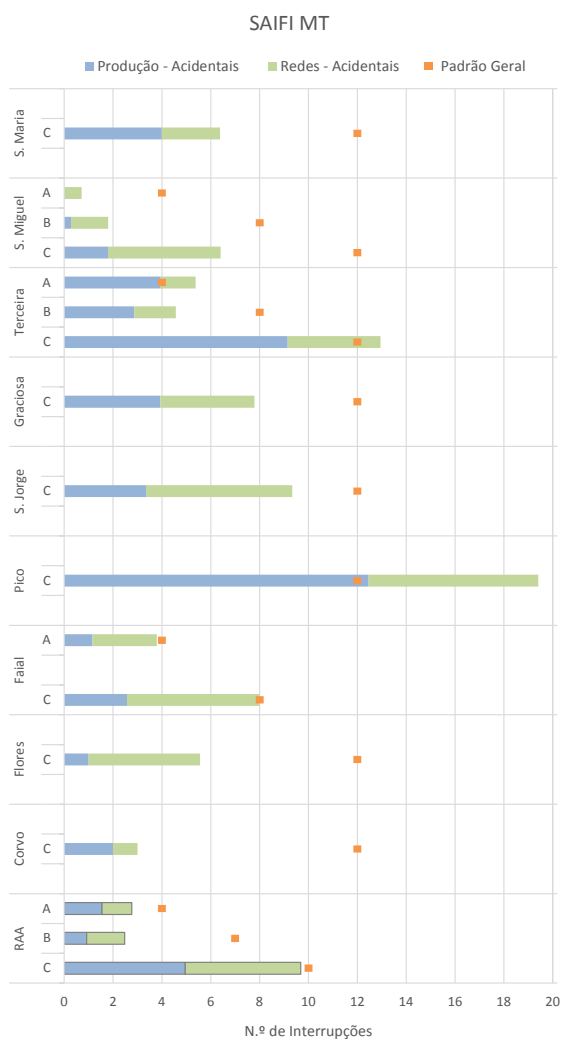
Relativamente ao indicador SAIDI BT para cada uma das ilhas, destaca-se a tendência de redução do indicador da ilha Graciosa, para o qual contribuiu a redução das interrupções com origem na produção. Na ilha de S. Jorge verifica-se a mesma tendência decrescente do indicador SAIDI BT, que é oposta à evolução do indicador SAIFI BT.

Em 2014, ainda em relação ao indicador SAIDI BT, verifica-se que nas ilhas de S. Jorge e Flores, os Eventos Excepcionais com origem nas redes tiveram um considerável impacto no valor do indicador.

Verificação do cumprimento dos padrões gerais

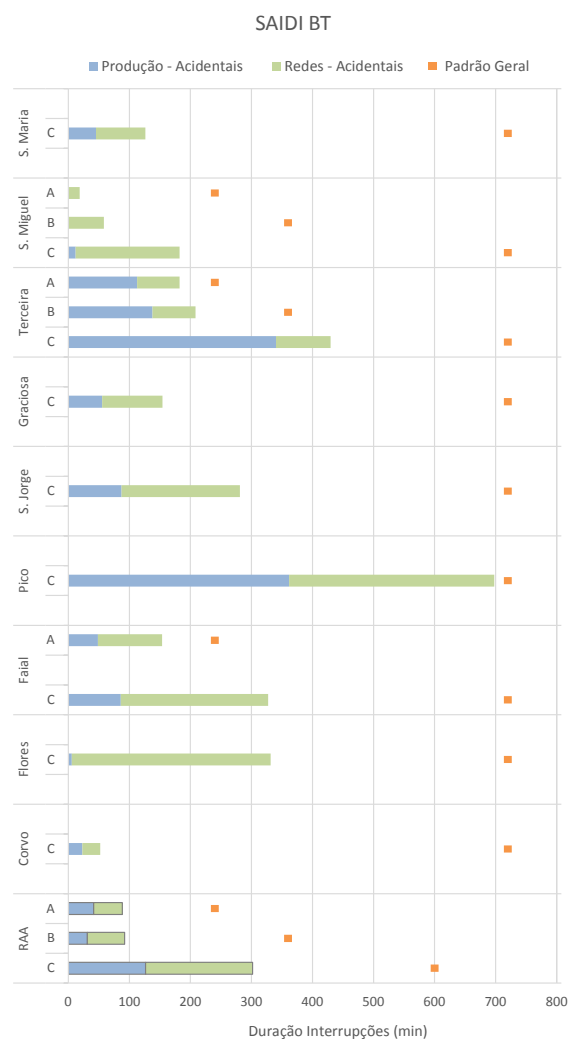
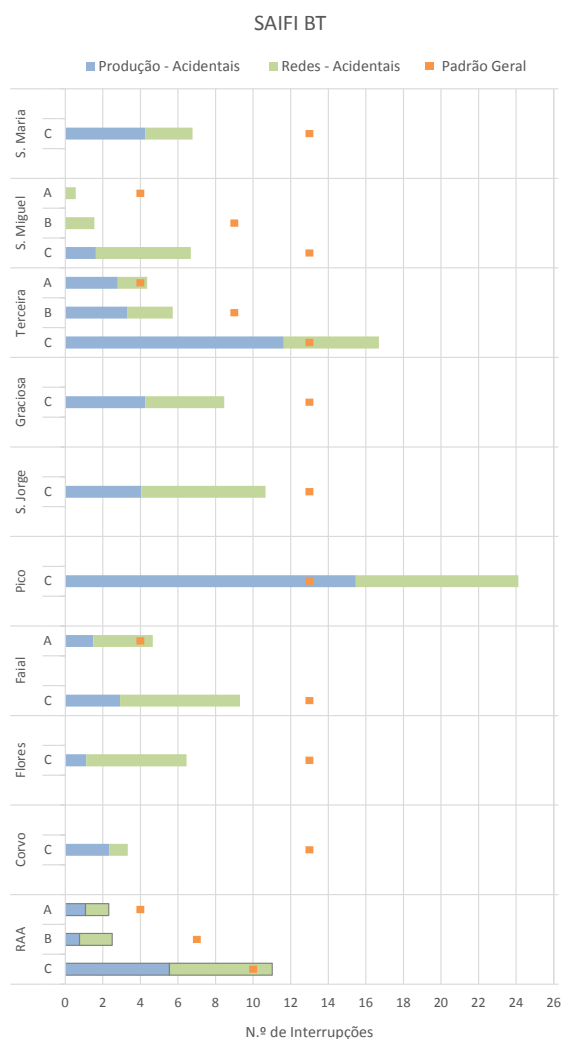
Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito os incidentes que tenham sido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

Em seguida apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.



Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. No entanto, na comparação por ilha, no

que diz respeito ao indicador SAIFI MT, identificam-se incumprimentos na ilha do Pico e nas zonas A e C da ilha Terceira. Em relação ao indicador SAIDI MT, verifica-se uma situação de incumprimento na zona A da ilha Terceira.



A análise aos indicadores gerais em BT permite identificar uma situação de incumprimento do padrão para a zona C do indicador SAIFI da RAA. Os restantes padrões da região foram cumpridos.

A comparação com os padrões por ilha em BT demonstrou que à semelhança do que sucedeu em MT para o indicador SAIFI, não foram cumpridos os padrões nas zonas A e C da ilha Terceira e zona C da ilha do Pico. Por seu lado, foram cumpridos todos os padrões estabelecidos para o indicador SAIDI BT.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas no ano de 2014 vão ser

acompanhadas pela ERSE em conjunto com a EDA. No caso de estas situações persistirem no tempo a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo.

Eventos Excecionais

No ano de 2014, a ERSE aprovou a classificação de três incidentes ocorridos nas redes da EDA como Eventos Excecionais. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DREn da RAA, de acordo com as suas competências nestas matérias. As principais causas desses

incidentes foram vento e chuva de intensidade excepcional e abate de árvores.

13 e 14 de fevereiro de 2014

Nos dias 13 e 14 de fevereiro, o Serviço Regional de Proteção Civil e os bombeiros dos Açores emitiu um alerta para as ilhas dos grupos ocidental (Flores e Corvo) e central (Terceira, Graciosa, São Jorge, Pico e Faial), com aviso vermelho, o mais grave de uma escala de quatro, devido à previsão de ventos fortes de entre 100 e 120 km/h de intensidade média, com rajadas entre 180 e 220 km/h. Também o grupo oriental (ilhas de São Miguel e Santa Maria) foi colocado sob aviso laranja, o segundo mais grave da escala, devido à previsão de ventos fortes. Para a ilha de São Miguel, previam-se ventos constantes na ordem dos 78 km/h, com possibilidade de rajadas de 130 km/h e para Santa Maria, a previsão era de ventos de 80 km/h com rajadas que poderiam atingir os 145 km/h.

Na sequência dos ventos de intensidade excepcional verificados foram registadas ocorrências que deram origem a 38 interrupções de fornecimento nas redes da EDA. Estas interrupções afetaram um total de 81 773 clientes, distribuídos pelas ilhas de S. Miguel, Terceira, Graciosa, S. Jorge, Pico, Faial e Flores. O tempo total de interrupção de fornecimento que resultou deste incidente foi de ordem das 98 horas. Já o respetivo SAIDI MT, de 24 minutos, correspondeu a um contributo de 9,5% para o valor do indicador relativo às interrupções acidentais registadas em 2014 na RAA.

10 de setembro de 2014

No dia 10 de setembro, na ilha Terceira, na sequência de trabalhos de abate/decote de árvores realizados por terceiros, uma máquina derrubou um ramal para um posto de transformação de cliente, originando a sua

queda e o disparo da linha MT Vinha Brava - São Mateus.

O incidente deu origem a uma interrupção de fornecimento de 3 horas e 52 minutos, tendo afetado 17 clientes MT e 3874 clientes BT pertencentes ao concelho de Angra do Heroísmo.

27 de novembro de 2014

No dia 27 de novembro foi emitido um alerta para o grupo oriental (ilhas de São Miguel e Santa Maria) sob aviso laranja, devido à previsão de ventos fortes. Após a emissão desse alerta foram registadas rajadas de vento em São Miguel, na ordem dos 160 km/h.

O vento muito forte e constante que se verificava na altura deu origem à quebra de um apoio (nº 5 da Linha MT Milhafres - Capelas) e respetiva queda de linhas. O incidente provocou uma interrupção de fornecimento de aproximadamente 4 horas que afetou 4 clientes MT e 3748 clientes BT pertencentes aos concelhos de Ponta Delgada e Ribeira Grande.

Nesse mesmo dia foi também emitido um alerta para o grupo central sob aviso laranja, devido à previsão de ventos fortes. Após a emissão desse alerta foram registadas rajadas de vento na ilha do Pico, na ordem dos 190 km/h.

Os ventos registados no Pico deram origem à queda de uma árvore que atingiu a linha MT Madalena - São Mateus, provocando danos e o disparo da mesma. Deste incidente resultou uma interrupção de fornecimento de 4 horas e 33 minutos que afetou 11 clientes MT e 2429 clientes BT pertencentes aos concelhos da Madalena e das Lajes do Pico.

Incidentes de Grande Impacto

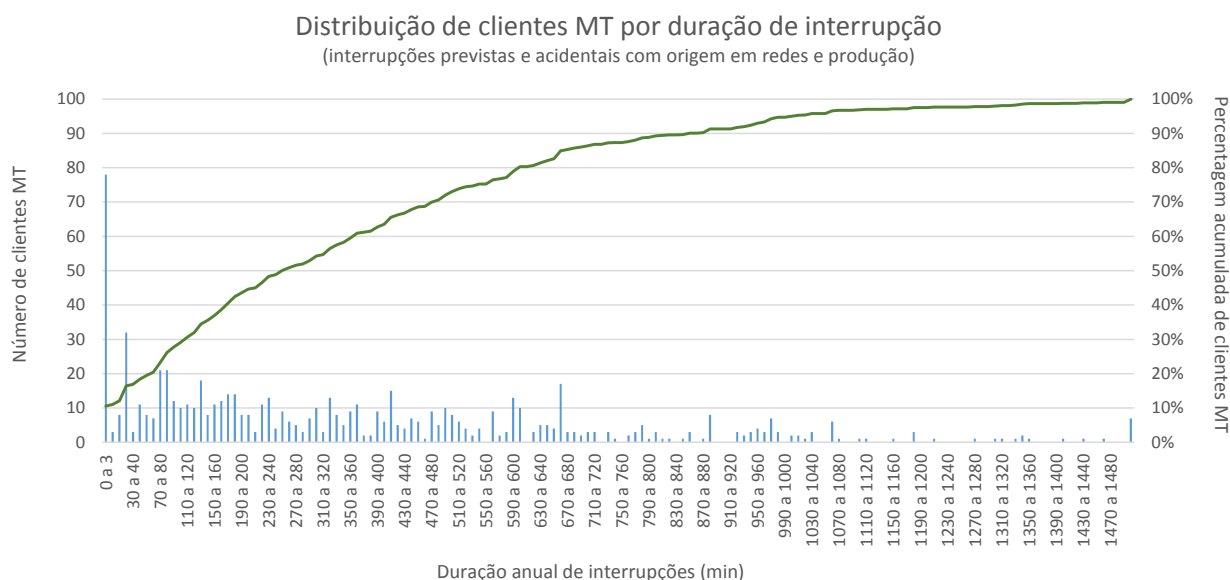
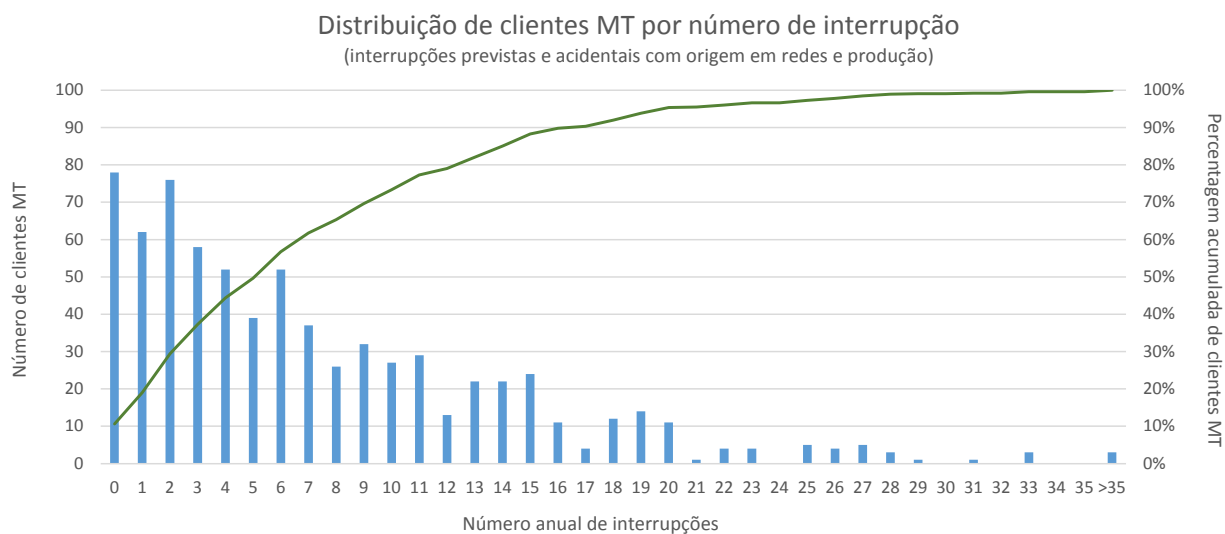
Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída

superior a 5 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira e 1 MWh nas restantes ilhas da RAA.

No decorrer do ano de 2014 verificou-se a ocorrência de 34 incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA. Os meses do ano em que se registou um maior número destas incidentes foram fevereiro (9 incidentes) e novembro (6 incidentes), enquanto as ilhas com maior número de ocorrências foram a ilha do Pico (13 incidentes) e a ilha de S. Jorge (10 incidentes).

Continuidade de serviço na perspetiva individual

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

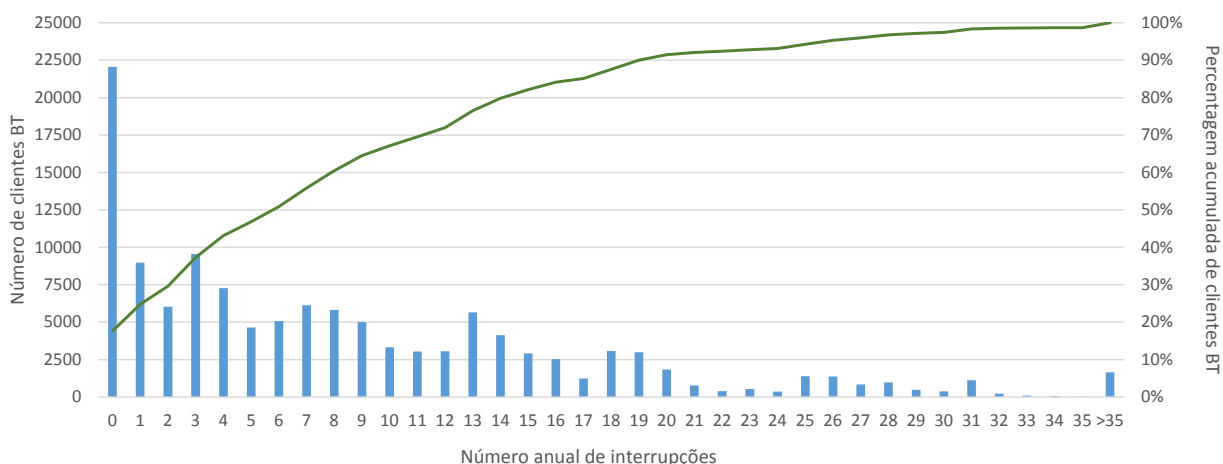


Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que em 2014, 10,6% dos clientes não tiveram qualquer interrupção longa e que 50% tiveram menos de 6 interrupções ao longo do ano. Por seu lado, os clientes sujeitos a um número de interrupções

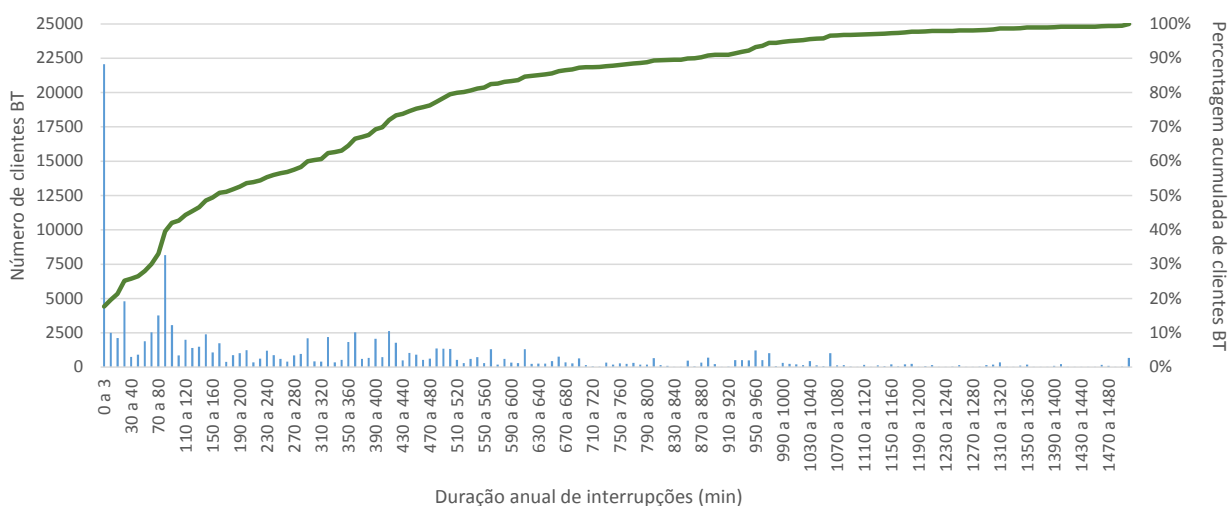
superior a 30 corresponderam a apenas 1% do total de clientes.

Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que 50% dos clientes em MT teve um tempo total de interrupção inferior a 4 horas e 10 minutos. Os clientes sujeitos a um tempo total de interrupção superior a 16 horas e 30 minutos corresponderam a 7% do total de clientes MT.

Distribuição de clientes BT por número de interrupção
(interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção)



Distribuição de clientes BT por duração de interrupção
(interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção)



A análise dos histogramas para os clientes em BT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção)

demonstra que 18% dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa e que 50% desses clientes não tiveram mais do que 6 interrupções ao longo do ano. Verifica-se ainda

que apenas 2% dos clientes BT foram sujeitos a um número anual de interrupções superior a 30.

No que diz respeito à duração das interrupções, verifica-se que 50% dos clientes em BT não teve uma duração anual de interrupções superior a 2 horas e 40 minutos e que apenas 6,5% dos clientes foram interrompidos durante mais de 16 horas.

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 915 situações de incumprimento, das quais, 95% corresponderam a clientes em BT.

Os incumprimentos registados nos PdE em MT resultaram, em cerca de 55% dos casos, de um número de interrupções superior ao estabelecido pelos padrões. No caso dos clientes BT, este incumprimento dos padrões individuais relativos ao número de interrupções foi superior, representando 66% das situações.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos

incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 9996 euros (em 2013 este valor foi de 2565 euros). Deste total, o montante aplicado no Fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 6 euros (em 2013 tinha sido de 40 euros). Ainda em relação ao valor das compensações pagas, os clientes em BT apenas representaram 39% do montante total.

Apesar das situações de incumprimento dos padrões individuais por número de interrupções ser superior aos incumprimentos por duração de interrupções, são estes últimos que dão origem a 56% do montante pago aos clientes. A ilha Terceira continua a representar a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 74% do montante total, com especial incidência na zona A de qualidade de serviço.

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 2014.

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	S. Miguel	A		1					1
		B		1					1
		C						1	1
	Terceira	A	15	11	561	4	166	9	766
		B		1			6		7
		C	4	1	16		89		110
	Faiãl	A	1	1					2
	Flores	C		1			26		27
	Total		20	17	577	4	287	10	915
Montante (euros)	S. Miguel	A		1417,00					1417,00
		B		199,58					199,58
		C					4,77		4,77
	Terceira	A	1992,00	1001,57	1879,20	28,80	1142,82	466,87	6511,26
		B		799,75			67,29		867,04
		C	408,00	5,31	21,60		225,13		660,04
	Faiãl	A	24,00	88,80					112,80
	Flores	C		167,31			56,38		223,69
	Total		2424,00	3679,32	1900,80	28,80	1491,62	471,64	9996,18

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2014 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAA, essencialmente para os clientes em BT. Apesar da generalidade das origens das interrupções ter contribuído para esta redução, foram as interrupções acidentais com origem na produção que maior contributo deram para a tendência de melhoria identificada.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou a existência de incumprimentos nas zonas A e C da ilha Terceira e zona C da ilha do Pico. Verificou-se ainda um incumprimento do padrão geral para a zona C da RAA relativo ao indicador SAIFI BT.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 915 incumprimentos dos padrões estabelecidos

respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 95% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 9996 euros (em 2013 este valor foi de 2565 euros).

Refira-se que para o aumento do número de incumprimentos dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço poderá ter contribuído uma evolução de conceitos e dos próprios padrões que resultou da entrada em vigor do novo RQS. Nesse sentido, a ERSE irá acompanhar, em conjunto com a EDA, a evolução dessas situações de incumprimento. Se as mesmas persistirem no tempo a EDA deverá submeter à ERSE, conforme estabelecido no RQS, um plano de melhoria da qualidade de serviço, acompanhado da respetiva análise benefício-custo.

3.10 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

O novo RQS introduziu uma mudança de conceito de qualidade da onda de tensão para qualidade de energia. No entanto, apesar da referida evolução de conceito, o RQS continua impor aos operadores de rede a necessidade destes realizarem monitorização sistemática da qualidade apenas da onda de tensão. 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.

Para efeitos de verificação dessas características e limites, os operadores de rede devem submeter à ERSE um plano de monitorização da qualidade da energia elétrica para aprovação. No caso da RAA, esse plano deve considerar monitorização da qualidade da onda de tensão de, pelo menos, 20 pontos das redes de transporte e distribuição em AT e MT. Nesse âmbito, deverá garantir-se monitorização

permanente em, pelo menos, 50% das subestações de cada ilha, devendo as restantes subestações ser abrangidas por campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

A monitorização da qualidade da qualidade da onda de tensão nas redes de distribuição em BT da RAA, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois postos de transformação (PT) de cada concelho, através de campanhas periódicas com duração mínima de 1 ano.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação relativa à EDA pode já ser consultada através da hiperligação:

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

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2014 foi desenvolvido, em 2013, ainda ao abrigo do anterior RQS da RAA. No entanto, verifica-se que esse plano já integrou a grande maioria das disposições estabelecidas no RQS que entrou em vigor em 1 de janeiro de 2014.

A taxa de realização do plano de monitorização da qualidade de energia elétrica para o ano de 2014 foi de 95%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, no ano de 2014, realizou medições da qualidade da onda de tensão em 27 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, totalizando um conjunto de 48 pontos de monitorização nestas redes. Ao nível da BT, foram monitorizados 21 postos de transformação de distribuição.

A duração mínima das ações de monitorização qualidade da onda de tensão na RAA foi de 1 ano para a totalidade dos níveis de tensão.

Fenómenos contínuos

Os fenómenos contínuos analisados nas redes da RAA foram o valor eficaz da tensão, a

frequência, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica. A totalidade destes fenómenos tem valores limite estabelecidos no RQS, cujo cumprimento se verifica através das ações de monitorização realizadas.

O resultado das ações de monitorização realizadas em 2014 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação e para a distorção harmónica. No caso da distorção harmónica, identificaram-se incumprimentos do limite para a 5.^a harmónica, na ilha Terceira, na subestação de Angra do Heroísmo e num PT, na ilha do Pico, na subestação de Madalena e num PT, e ainda num PT da ilha das Flores. Em relação à tremulação, identificou-se uma situação de incumprimento do valor limite, na central da ilha do Corvo.

Eventos de tensão

Os eventos de tensão correspondem a desvios súbitos e significativos da forma de onda de tensão normal ou desejada que ocorrem devido a manobras de rede ou a eventos imprevisíveis, como sejam defeitos com as mais variadas origens (atmosféricos, ações de terceiros, outros). Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes da RAA são as cavas de tensão e as sobretensões, ara os quais não existem limites estabelecidos.

Em seguida, realiza-se a análise dos eventos de tensão ocorridos nas redes AT e MT da RAA. Uma vez que a produção de energia elétrica e as redes de transporte e distribuição de cada uma das 9 ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas, considerou-se mais apropriada a realização de uma análise dos eventos de tensão individualmente para cada uma das ilhas.

Ilha S. Maria					
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (10 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	30,0	7,5	2,0	-	-
80 > u ≥ 70	2,0	1,0	4,0	2,5	-
70 > u ≥ 40	-	3,0	1,0	3,5	-
40 > u ≥ 5	-	5,0	3,0	1,0	-
5 > u	1,0	1,0	-	-	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado (10 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	-	-	-
120 > u > 110	8,0	1,0	-

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 68 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, enquanto o número de sobretensões foi de 9 por ponto de rede monitorizado.

Ilha S. Miguel						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	60	10,00	16,00	1,00	-	-
	30	20,29	9,14	1,43	0,71	-
	10	10,20	7,80	1,30	0,10	-
80 > u ≥ 70	60	4,67	21,00	3,67	0,67	-
	30	11,43	10,14	2,00	0,57	-
	10	13,20	11,10	1,80	0,10	-
70 > u ≥ 40	60	-	9,00	2,33	5,33	-
	30	6,29	8,57	3,29	3,14	-
	10	12,60	10,50	3,70	3,50	-
40 > u ≥ 5	60	-	-	-	0,67	-
	30	3,29	3,43	0,71	1,29	-
	10	1,40	2,20	0,50	0,70	-
5 > u	60	5,00	0,33	-	-	-
	30	3,14	1,29	-	-	-
	10	7,40	0,80	-	0,10	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	60	-	-	-
	30	-	-	-
	10	-	-	-
120 > u > 110	60	1,33	-	-
	30	-	-	-
	10	-	-	-

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

O número de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 89 e identificou-se apenas 0,2 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

Ilha Terceira						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	30	47,33	7,00	0,33	-	-
	15	64,44	10,89	2,89	0,56	-
	6,9	44,00	2,00	-	-	-
80 > u ≥ 70	30	15,00	7,00	2,33	1,00	-
	15	19,00	5,22	2,11	1,44	-
	6,9	25,00	5,00	1,00	2,00	-
70 > u ≥ 40	30	5,00	7,00	3,67	1,33	-
	15	15,33	11,44	3,56	1,89	-
	6,9	12,00	11,50	2,00	-	-
40 > u ≥ 5	30	1,67	5,33	-	1,00	-
	15	1,89	4,78	0,67	0,22	0,22
	6,9	1,00	2,00	-	1,00	-
5 > u	30	1,00	1,00	-	-	0,33
	15	14,44	1,11	-	0,33	0,22
6,9	9,00	0,50	-	-	-	

N.º de sobretensões por ponto monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	30	-	-	-
	15	0,22	-	-
	6,9	-	-	-
120 > u > 110	30	-	1,00	-
	15	-	1,11	0,33
	6,9	-	1,00	1,00

Na ilha Terceira, a monitorização incidu sobre três pontos da rede de 30 kV, nove pontos da rede de 15 kV e dois pontos da rede de 6,9 kV. O número de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 142, tendo-se verificado um número de sobretensões de 2,1.

Ilha Graciosa						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (15 kV)						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	48,0	17,0	6,0	-	-	-
	1,0	27,0	8,0	1,0	-	-
80 > u ≥ 70	-	-	5,0	3,0	1,0	-
70 > u ≥ 40	1,0	6,0	9,0	-	-	-
40 > u ≥ 5	2,0	1,0	1,0	-	-	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado (10 kV)				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	30	-	-	-
	15	-	-	0,67
120 > u > 110	30	5,0	17,0	-
	15	-	-	-

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada num único ponto da rede de 15 kV, no qual se registaram 137 cavas de tensão e 22 sobretensões.

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 135 cavas de tensão e 11 sobretensões.

Ilha S. Jorge						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (15 kV)						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	45,0	8,0	4,0	4,0	4,0	2,0
80 > u ≥ 70	4,0	7,0	4,0	12,0	-	-
70 > u ≥ 40	1,0	11,0	2,0	5,0	2,0	-
40 > u ≥ 5	-	-	7,0	4,0	-	-
5 > u	6,0	4,0	1,0	2,0	-	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado (10 kV)				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	30	-	-	-
	15	-	-	-
120 > u > 110	30	7,0	4,0	-
	15	-	-	-

Na ilha do Pico foi realizada monitorização num único ponto da rede de 30 kV e em três pontos da rede de 15 kV. O número de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 172, tendo-se identificado uma média de 14 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

Ilha Pico						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
89 > u ≥ 80	30	62,00	9,00	8,00	4,00	-
	15	34,00	20,00	15,00	10,67	-
79 > u ≥ 70	30	18,00	5,00	8,00	5,00	-
	15	8,33	-	8,33	8,33	0,33
69 > u ≥ 40	30	9,00	27,00	3,00	2,00	1,00
	15	14,00	14,33	3,67	2,33	0,67
39 > u ≥ 5	30	2,00	-	-	2,00	1,00
	15	10,00	4,67	1,00	4,33	-
4 > u	30	8,00	4,00	3,00	3,00	2,00
	15	4,33	2,00	0,33	0,33	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	30	8,00	-	-
	15	-	-	0,67
120 > u > 110	30	11,00	3,00	-
	15	3,33	4,00	3,00

Na ilha do Faial, a monitorização incidu sobre três pontos da rede de 15 kV. O número de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 51, tendo-se verificado um número médio de sobretensões de 12.

Ilha Faial						
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (15 kV)						
Tensão residual u (%)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,0 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
90 > u ≥ 80	24,00	4,67	1,00	0,67	0,33	-
80 > u ≥ 70	2,00	-	0,33	-	0,33	-
70 > u ≥ 40	0,33	5,67	1,00	-	-	-
40 > u ≥ 5	-	1,00	0,33	1,00	-	-
5 > u	6,33	0,33	-	1,00	1,00	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado (15 kV)				
Sobretensão (%Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,5 < t ≤ 5,0	5,0 < t ≤ 60,0
u ≥ 120	30	3,3	0,7	1,0
	15	-	-	-
120 > u > 110	30	6,3	0,3	-
	15	-	-	-

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em dois pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 143 cavas de tensão e 13 sobretensões.

Ilha Flores					
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	0,01 < t <= 0,20	0,20 < t <= 0,50	0,50 < t <= 1,00	1,0 < t <= 5,0	5,0 < t <= 60,0
90 > u >= 80	39,00	26,50	7,00	0,50	-
80 > u >= 70	3,00	13,00	1,50	3,50	-
70 > u >= 40	-	7,50	-	1,00	-
40 > u >= 5	-	24,00	4,00	-	-
5 > u	3,00	2,00	7,00	-	-

N.º de sobretensões por ponto monitorizado (15 kV)			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
	0,01 < t <= 0,50	0,5 < t <= 5,0	5,0 < t <= 60,0
u >= 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	10,5	2,0	0,0

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 25 cavas de tensão,

não se tendo identificado a ocorrência de qualquer sobretensão.

Ilha Corvo					
N.º de cavas de tensão por ponto monitorizado (15 kV)					
Tensão residual u (%)	Duração t (s)				
	0,01 < t <= 0,20	0,20 < t <= 0,50	0,50 < t <= 1,00	1,0 < t <= 5,0	5,0 < t <= 60,0
90 > u >= 80	5,00	7,00	-	3,00	-
80 > u >= 70	-	1,00	2,00	2,00	1,00
70 > u >= 40	-	-	-	-	1,00
40 > u >= 5	-	-	-	-	-
5 > u	3,00	-	-	-	-

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

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2014, apesar de respeitar as disposições estabelecidas no novo RQS, foi desenvolvido ainda ao abrigo do anterior RQS da RAA.

Em 2014, a taxa de realização desse plano por parte da EDA foi de 95%, com medições da qualidade da onda de tensão em 27 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 48 pontos de monitorização.

Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 21 postos de transformação de distribuição. Todas as ações de monitorização realizadas tiveram a duração mínima de 1 ano.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimentos do limite para a 5ª harmónica, na ilha Terceira, na ilha do Pico e na ilha das Flores. Foi ainda identificada uma situação de incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo.

3.11 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

No dia 1 de janeiro de 2014 entrou em vigor o novo RQS do setor elétrico com aplicação em Portugal continental e também nas regiões autónomas, as quais anteriormente se regiam por um regulamento da qualidade de serviço específico.

O RQS, para além da caracterização da continuidade de serviço avaliada através do impacto do número e da duração das interrupções longas de fornecimento de energia elétrica (duração superior a 3 minutos), passou também a acompanhar o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O RQS continua a estabelecer os indicadores gerais e individuais e respetivos padrões para as redes de distribuição das ilhas da Madeira e de Porto Santo. No entanto, deixou de determinar os indicadores gerais e individuais e os respetivos padrões para as redes de transporte.

Em sistemas isolados (sem interligação) como é o caso das ilhas da RAM, as interrupções com origem na produção têm consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes.

CARACTERIZAÇÃO

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

De seguida, descrevem-se os incidentes que, no ano de 2014, tiveram maior impacto na

Nesse sentido, estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação de indicadores de continuidade de serviço e, com o novo RQS, passaram também a ser consideradas para efeitos de comparação com os padrões.

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

- Zona A: Localidades com importância administrativa específica e/ou com alta densidade populacional;
- Zona B: Núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C;
- Zona C: Os restantes locais.

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

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

continuidade de serviço e os incidentes classificados pela ERSE como Eventos Excepcionais.

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

Continuidade de serviço na perspetiva geral

As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão AT, MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam de seguida, são consideradas as interrupções por tipo de causa nas redes e na produção.

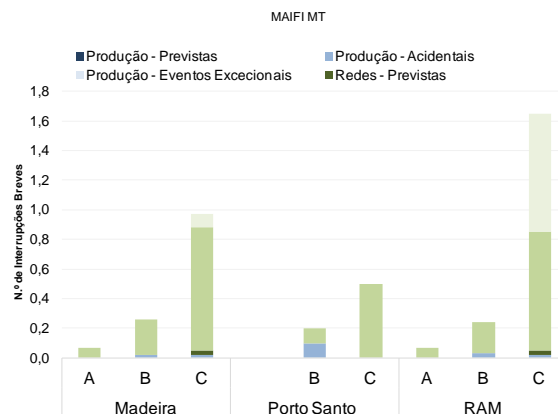
Indicador RAM	Previstas	Acidentais	
		Não Excepcionais	Excepcionais
END (MWh)	33,92	56,85	25,76
TIEPI MT (minutos)	19,71	33,47	14,32
SAIDI MT (minutos/PdE)	24,81	48,48	18,45
SAIFI MT (interrupções/PdE)	0,22	0,86	0,44
MAIFI MT (interrupções/PdE)	0,02	0,56	0,05
SAIDI BT (minutos/cliente)	24,82	40,66	9,34
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,24	0,75	0,35

Analisando os principais indicadores de continuidade de serviço da EEM, verifica-se que as interrupções previstas têm um impacto inferior ao das interrupções acidentais.

No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI MT das interrupções previstas corresponde a um valor inferior a 50% do indicador SAIDI MT das interrupções acidentais.

Quanto ao indicador SAIFI MT, verifica-se igualmente uma diferença significativa de valor entre as interrupções previstas e as interrupções acidentais.

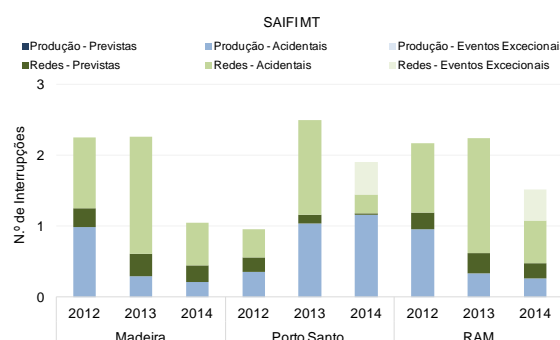
De seguida, apresenta-se o desempenho em 2014 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.



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

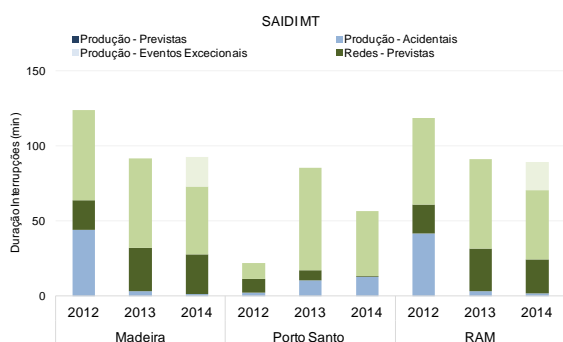
Seguidamente, apresentam-se os quadros que refletem a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega (PdE) em MT e clientes BT para o período 2012-2014.

Importa referir que o conceito de Evento Excepcional só passou a ser considerado a partir do ano de 2014, pelo que, nos quadros seguintes só consta informação destes eventos para esse ano.

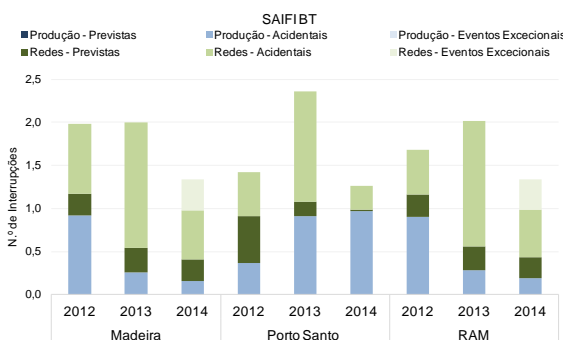


Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a ilha de Porto Santo mantém, à semelhança do ano anterior, um valor superior ao da ilha da Madeira.

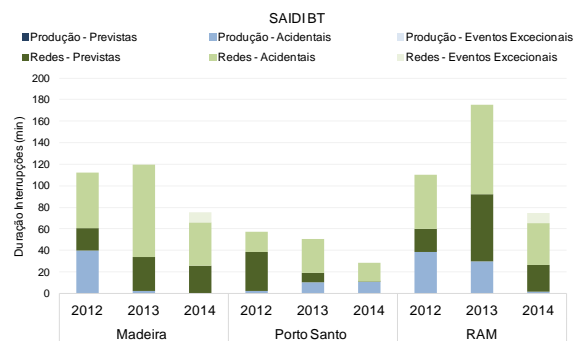
Verifica-se ainda que na RAM existiu do ano de 2012 para o ano de 2013 um decréscimo significativo das interrupções acidentais com origem na produção, sendo que do ano de 2013 para o ano de 2014 verifica-se um aumento das interrupções acidentais com origem nas redes e uma diminuição das interrupções acidentais com origem na produção.



No que respeita ao indicador SAIDI MT, verifica-se uma notória redução de impacto das interrupções acidentais com origem na produção ao longo dos 3 anos em análise.



Nos indicadores SAIDI e SAIFI da RAM relativos aos clientes em BT verifica-se que os Eventos Excepcionais tiveram um considerável impacto no valor destes indicadores.



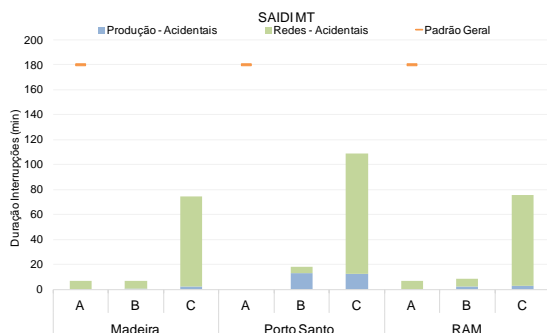
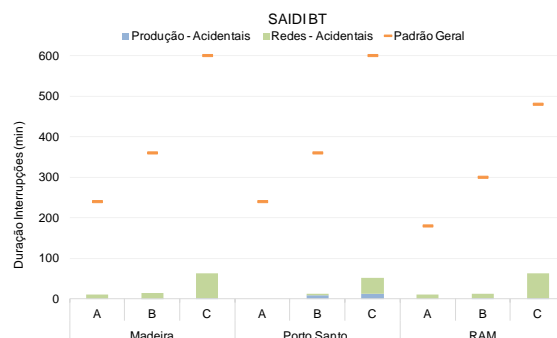
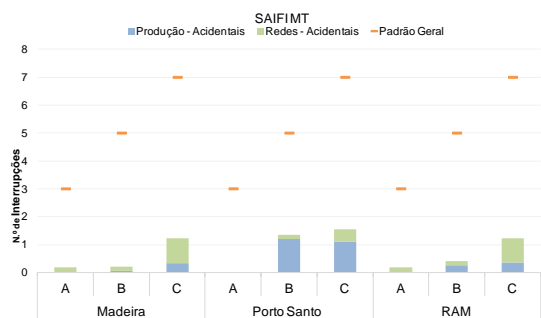
Verificação do cumprimento dos padrões gerais

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados.

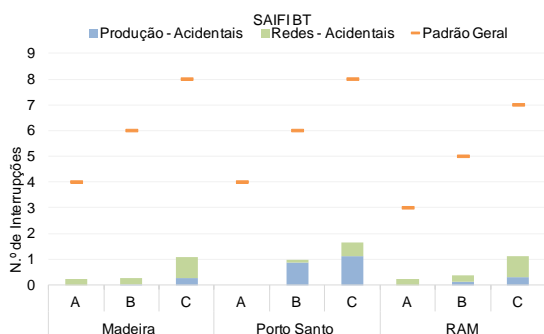
Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito os incidentes que tenham sido classificados pela ERSE como Eventos Excepcionais.

Em seguida, apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Da análise dos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAM nas três zonas de qualidade de serviço.



A mesma situação passa-se em relação aos indicadores gerais em BT, em que se verifica que em todas as zonas de qualidade de serviço os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.



Eventos Excecionais

No ano de 2014, a ERSE classificou nove incidentes ocorridos nas redes da EEM como Eventos Excecionais. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer DRCIE da RAM, de acordo com as suas competências. A causa desses incidentes foi vento de intensidade excepcional.

Dos referidos incidentes destacam-se os seguintes:

17 de janeiro de 2014

No dia 17 de janeiro ocorreu um incidente que afetou 345 clientes. Esta interrupção teve origem na rutura de uma linha de MT (30kV) que foi derrubada por uma árvore devido a vento de intensidade excepcional.

22 de novembro de 2014

No dia 22 de novembro ocorreu um incidente que afetou 38 822 clientes durante 29 minutos. A interrupção teve origem na rede de transporte, devido a condições atmosféricas adversas, tais como trovoada e vento forte.

Incidentes de Grande Impacto

Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída

superior a 10 MWh na ilha da Madeira e a 1 MWh na ilha de Porto Santo, no caso da Região Autónoma da Madeira.

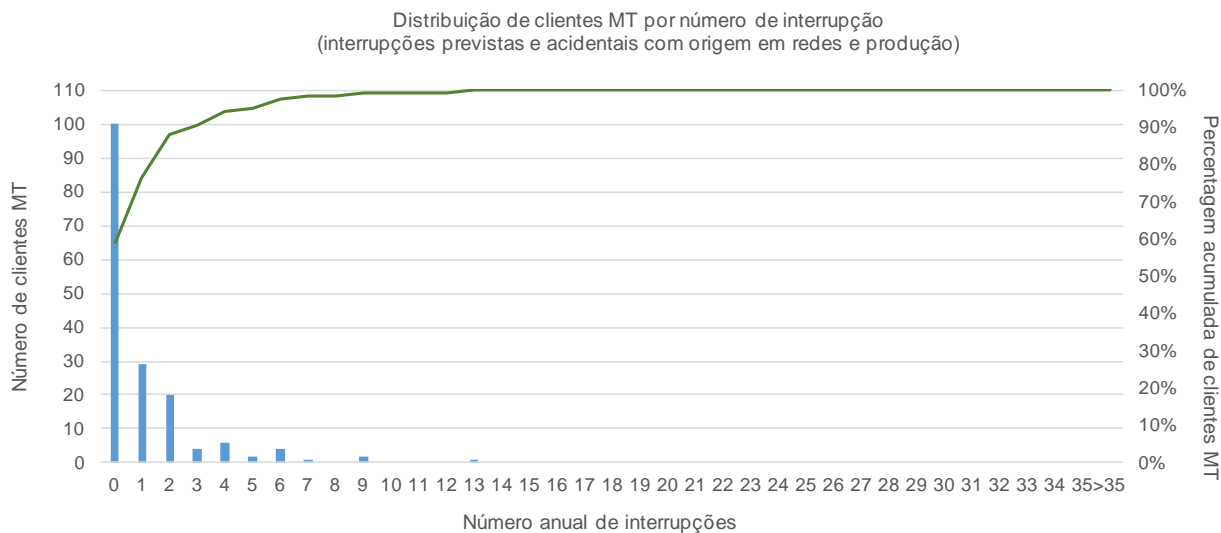
No ano de 2014 verificou-se, no dia 10 de maio, a ocorrência de 1 incidente de grande impacto na ilha da Madeira. O incidente verificado deveu-se a duas avarias num intervalo de 12 minutos (pontos A e B) em dois cabos de média tensão (MT) de 30 kV que alimentavam as subestações da Vila Baleira e da Calheta e que, em conjunto, representam cerca de 80% da carga da ilha. Com a saída destas subestações acabou por ocorrer o colapso do sistema elétrico da ilha.

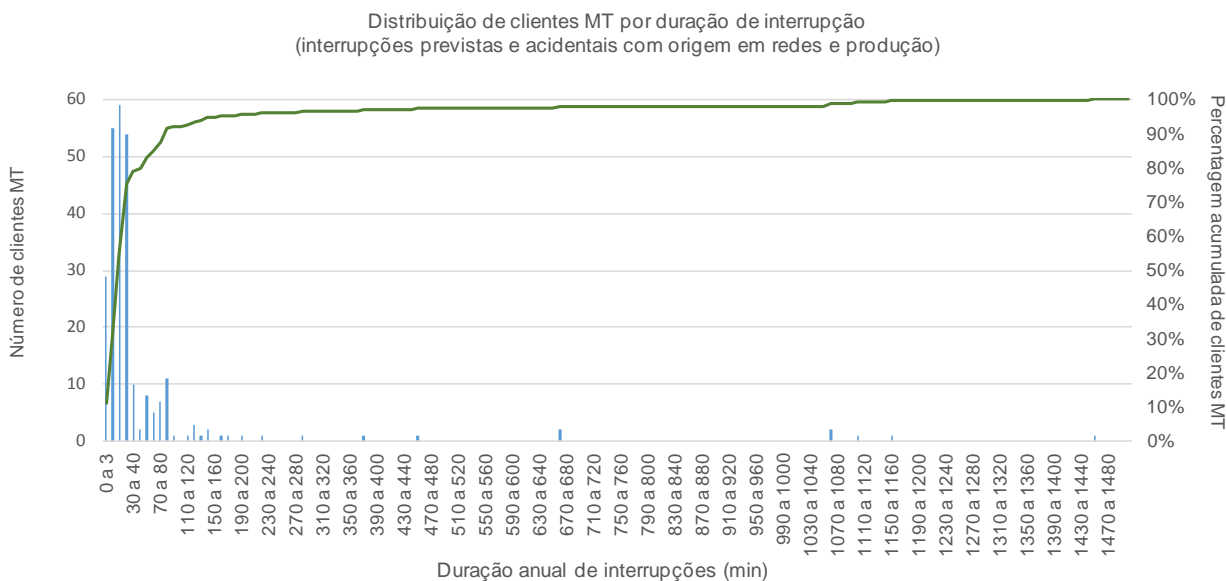
Continuidade de serviço na perspetiva individual

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

Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAM (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que em 2014, cerca de 90% dos clientes tiveram menos de 4 interrupções.

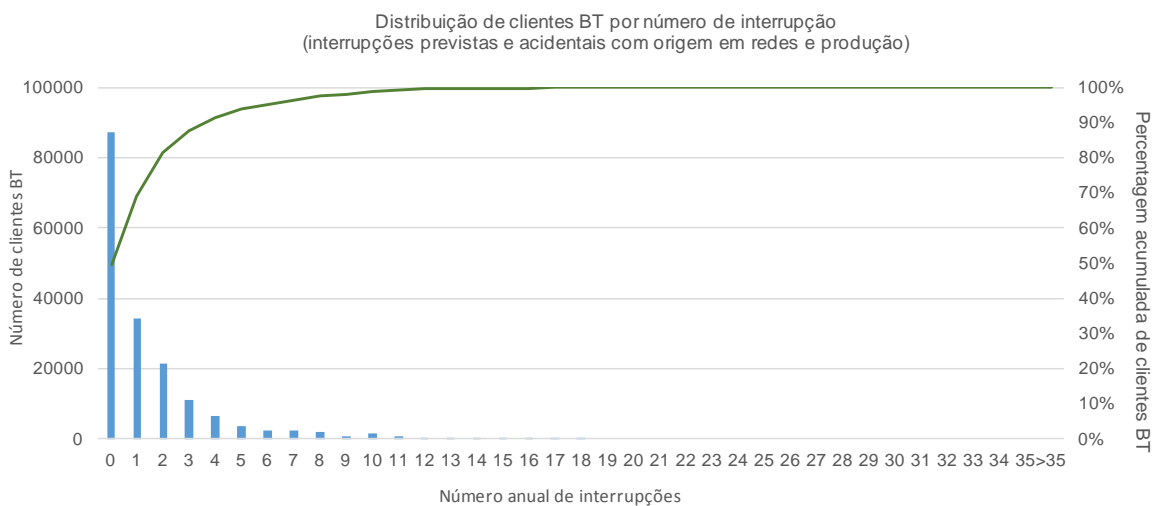
Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que mais de 75% dos clientes em MT teve um tempo interrupção inferior a 30 minutos.

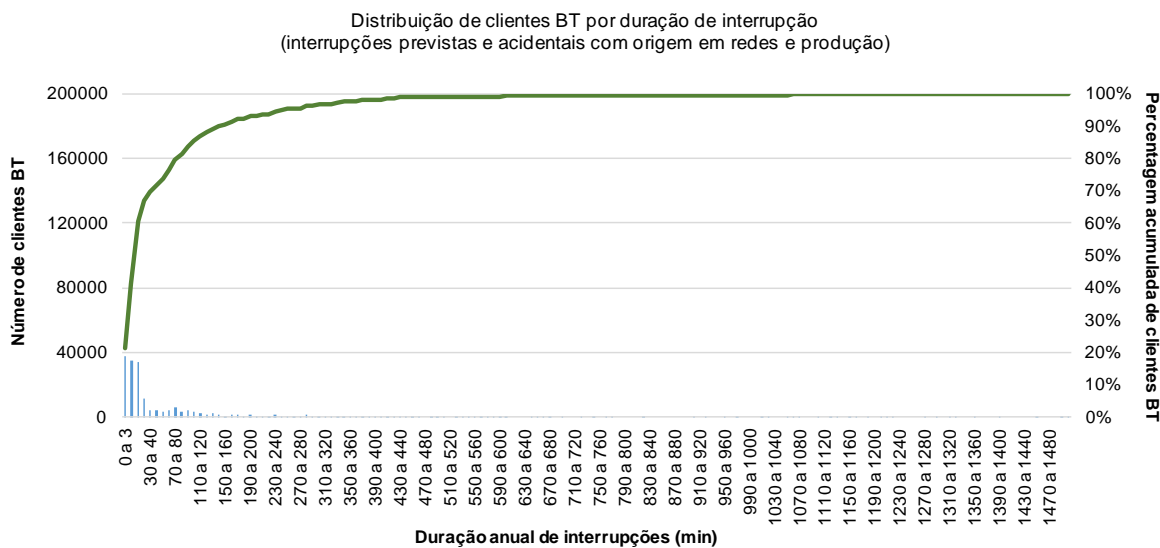




Da análise dos histogramas para os clientes em BT da RAM (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção)

demonstra que mais de 5% dos clientes tiveram pelo menos 6 interrupções e que mais de 67,2% dos clientes tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos.





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 2014, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

12 795,86 euros, valor superior a cerca de 120% em relação ao ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 2,65 euros.

O valor das compensações pagas aos clientes na RAM no ano de 2014 atingiu um montante de

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Madeira	A					5	1	6
		B						2	2
		C		4			790	1	795
	Porto Santo	A							0
		B							0
		C		1			1	0	2
	Total		0	5	0	0	796	4	805
Montante (euros)	Madeira	A					41,03	3,37	44,4
		B					30,91		30,91
		C		3096,66			8791,78	705,04	12593,48
	Porto Santo	A							0
		B							0
		C		108,65			18,42		127,07
	Total		0	3205,31	0	0	8882,14	708,41	12795,86

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2014 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAM, essencialmente para os clientes em BT.

Neste ano, apenas se verificaram interrupções dos padrões individuais associados à duração total das interrupções.

A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou que estes indicadores encontram-se distanciados dos respetivos padrões gerais.

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes ascendeu a 12 795,86, valor superior a cerca de 120% em relação ao ano anterior. O montante aplicado no fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 2,65 euros.

3.12 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

O novo RQS introduziu uma mudança de conceito de qualidade da onda de tensão para qualidade de energia. No entanto, apesar da referida evolução de conceito, o RQS continua a impor aos operadores de rede a necessidade destes realizarem monitorização sistemática apenas da qualidade da onda de tensão. 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.

Para efeitos de verificação dessas características e limites, os operadores de rede devem submeter à ERSE um plano de monitorização da qualidade da energia elétrica para aprovação.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. Para a EEM, a publicação pode ser consultada em:

<http://eem.omeupc.net>

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização aprovado para a EEM respeitante ao ano de 2014 foi executado quase na íntegra tendo contemplado a medição dos pontos das redes de transporte e distribuição, de acordo com o que abaixo se descreve.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2014 na RAM contemplaram medições anuais em 24 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Estes 24 pontos, contemplaram a monitorização permanente de duração anual em 12 pontos fixos (11 da ilha da Madeira e 1 na ilha de Porto Santo) e campanhas de medição semestrais nos outros 12 pontos de monitorização das redes de distribuição em BT das ilhas da Madeira e do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

A relação entre as semanas efetivamente monitorizadas e as semanas previstas atingiu 96% na ilha da Madeira e 91% na ilha do Porto Santo, sendo os casos de incumprimento do plano de monitorização devidos à ocorrência de

anomalias/avarias, problemas de comunicação e ausência de registo relativamente à tremulação (*flicker*).

Fenómenos contínuos

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

Nas ações de monitorização da ilha do Porto Santo não foram registados valores para nenhuma das características da onda de tensão fora dos limites estabelecidos.

Em relação às ações de monitorização realizadas na ilha da Madeira, foram ultrapassados os limites do valor eficaz da tensão em dois pontos monitorizados.

Eventos de tensão

Os eventos de tensão correspondem a desvios súbitos e significativos da forma de onda de tensão normal ou desejada que ocorrem devido a manobras de rede ou a eventos imprevisíveis, como sejam defeitos com as mais variadas origens (atmosféricos, ações de terceiros, outros).

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

De seguida, apresenta-se o número de cavas de tensão por ponto de monitorização registado nas ilhas da Madeira e de Porto Santo, por nível de tensão. Não é apresentada informação sobre a monitorização das cavas de tensão nas redes de distribuição em BT porque o período das ações de monitorização (6 meses) foi inferior ao considerado necessário para se poder avaliar corretamente esta característica (1 ano).

Número 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)				
			$0,01 < t \leq 0,2$	$0,2 < t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 1$	$1 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$90 > u \geq 80$	Madeira	60	29,7	3,3	1,0		
		30	22,6	3,4	1,0		
		6,6	6,7	1,0	1,0		
	Porto Santo	6,6		1			
		60	1,3	0,3			
		30	0,6				0,2
$80 > u \geq 70$	Madeira	60	2,7	0,7			
		30	5,8	1,0			
		6,6	6,7	0,7			
	Porto Santo	6,6		0			
		60	0,7	0,3			
		30	2,4				
$70 > u \geq 60$	Madeira	60					
		30					
		6,6		0,7			
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$60 > u \geq 50$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$50 > u \geq 40$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$40 > u \geq 30$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$30 > u \geq 20$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$20 > u \geq 10$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$10 > u \geq 5$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					
$5 > u$	Madeira	60					
		30					
		6,6					
	Porto Santo	6,6					
		60					
		30					

Número de sobretensões por ponto monitorizado (Ilhas da Madeira e do Porto Santo)					
Sobretensão (% Uc)	Ilha	Un (kV)	Duração t (s)		
			$10 < t \leq 500$	$500 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$u \geq 120$	Madeira	60			
		30			
		6,6			
	Porto Santo	6,6			
		60			
		30			
$120 > u \geq 110$	Madeira	60		1	1
		30	1		1
		6,6	1		
	Porto Santo	6,6			
		60			
		30			

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2014 na RAM contemplaram medições anuais em 12 pontos das redes de transporte e distribuição em MT das ilhas da Madeira e de Porto Santo e medições semestrais em 12 pontos das redes de distribuição em BT nas ilhas da Madeira e de

Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

No ano de 2014, em 24 pontos de rede monitorizados, registaram-se 364 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 6,6, 30 kV e 60 kV, das quais 363 na ilha da Madeira e 4 na ilha do Porto Santo.

3.13 ANÁLISE DE RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

ENQUADRAMENTO

A ERSE, através da sua atividade regulamentar e de fiscalização, deve assegurar a defesa dos interesses dos consumidores, através da promoção de adequados índices de qualidade de serviço. Nesse sentido, interessa proceder à análise da informação associada às reclamações e aos pedidos de informação recebidos e tratados pela ERSE.

A definição de reclamação e de pedido de informação, para identificação de dificuldades operativas ou de informação das empresas, encontra-se estabelecida no n.º 2 e no n.º 3 do art. 38º do RQS.

Nestes termos, as reclamações correspondem às comunicações em que o reclamante

considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expectativas, enquanto os pedidos de informações respeitam às comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.

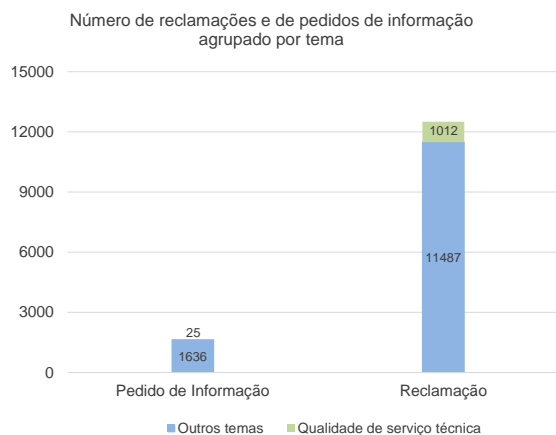
A proveniência das reclamações e dos pedidos de informação surge maioritariamente através dos consumidores/clientes e da Entidade Reclamada, sendo este último caso referente às queixas apresentadas no Livro de Reclamações. Em alguns casos, referem-se a situações que são apresentadas simultaneamente na ERSE e na Entidade Reclamada.

CARACTERIZAÇÃO

A ERSE recebe reclamações e pedidos de informação sobre vários temas referentes ao setor elétrico, sendo a qualidade de serviço técnica um desses temas.

No ano de 2014, como se apresenta na figura, o número total de reclamações e de pedidos de informação que deram entrada na ERSE foi de 14160. Deste valor, destaca-se que 1037 casos são relacionados com o tema da qualidade de serviço técnica, correspondendo a 7,32% da totalidade desse número de reclamações e de pedidos de informação.

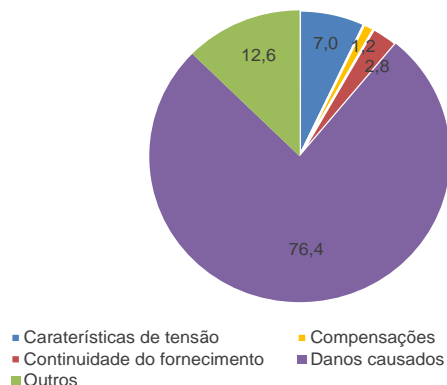
Nestes termos, constata-se que o número de reclamações é manifestamente superior ao número de pedidos de informação.



As reclamações e os pedidos de informação associados ao tema da qualidade de serviço técnica incidem sobre várias temáticas, tais como: características de tensão, compensações, continuidade do fornecimento, danos causados e outros.

A percentagem de reclamações e de pedidos de informação referentes ao tema da qualidade de serviço técnica, no ano de 2014, agrupado por temática é apresentado na figura seguinte.

Reclamações e pedidos de informação por categoria (%)



A figura evidencia que a categoria Danos Causados surge com a maior percentagem, correspondendo ao valor de 76,40%, de um total de 1037 exposições apresentadas na ERSE. A temática Danos Causados respeita

essencialmente a situações em que as interrupções originam prejuízos causados aos equipamentos elétricos dos clientes. Sobre esta temática, a ERSE esclarece que as questões de Danos Causados constituem matéria da competência dos tribunais judiciais e de organismos de resolução extrajudicial de conflitos, devendo as mesmas serem apresentadas junto destas entidades.

Verifica-se ainda que a categoria Compensações é a que apresenta uma menor percentagem, correspondendo ao valor de 1,2% do total de exposições recebidas na ERSE. Os clientes têm direito a uma compensação automática sempre que houver incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço.

CONCLUSÕES

Tendo em conta a informação apresentada no ano de 2014, as conclusões da análise efetuada sobre as exposições recebidas e tratadas pela ERSE são as seguintes: i) as reclamações e pedidos de informação relativos à QS Técnica correspondem a 7,32% da totalidade de casos, sendo que 97,6% são reclamações; ii) o número de reclamações foi manifestamente superior ao número de pedidos de informação associados ao tema da qualidade de serviço técnica; iii) a temática Danos Causados e a temática Compensações surgem com maior e menor percentagem do total de exposições recebidas na ERSE, respetivamente.

4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

4.1 SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

ENQUADRAMENTO

Até maio de 2013, os ORD eram os responsáveis pela orçamentação e pela execução das ligações às redes. Com a alteração do regulamento de relações comerciais (RRC) em 2012¹, e a entrada em vigor do novo RQS, as atividades relacionadas com as ligações atribuídas aos ORD passam essencialmente a confinar-se à prestação dos serviços de ligação. Estes consistem habitualmente na entrega, quando os clientes requisitam as ligações, de informação relativa ao nível de tensão de ligação e ponto de ligação, materiais a utilizar, traçado para os elementos de ligação e orçamento para encargos associados à ligação.

O desempenho dos ORD é agora avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes das informações previstas no RRC. O indicador geral, sem padrão, é calculado através do quociente entre o número de requisições cujas informações foram apresentadas até 15 dias úteis e o número total de requisições. O indicador aplica-se apenas à baixa tensão, excluindo-se as ligações de instalações eventuais².

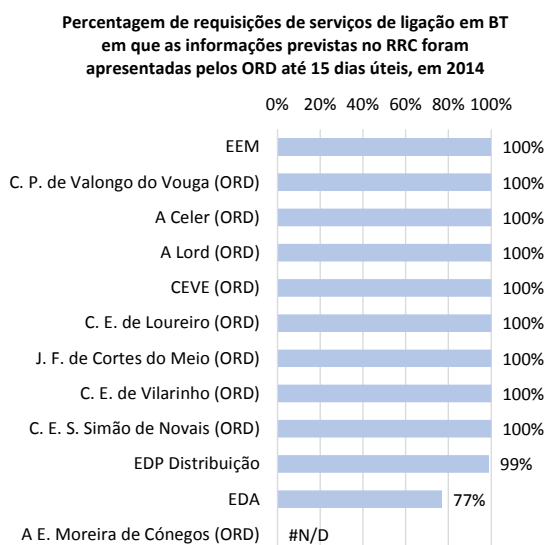
O presente relatório é o primeiro no qual se avalia o desempenho das empresas relativamente a este indicador e a esta atividade.

¹ Para mais informação sobre este tema sugere-se consulta à [página sobre as ligações às redes](#) no portal da [ERSE](#) na internet.

² Consideram-se ligações eventuais as que se destinam a alimentar instalações de carácter eventual, nomeadamente eventos temporários de natureza social, cultural ou desportiva.

CARACTERIZAÇÃO

O gráfico seguinte apresenta os valores do indicador por empresa.



Notas: A Cooproriz registou a não ocorrência de requisições de serviços de ligação em 2014. A Eléctrica de Moreira de Cónegos não enviou informação.

Sendo este o primeiro ano de análise deste indicador, não é possível analisar o desempenho ao longo dos anos mais recentes.

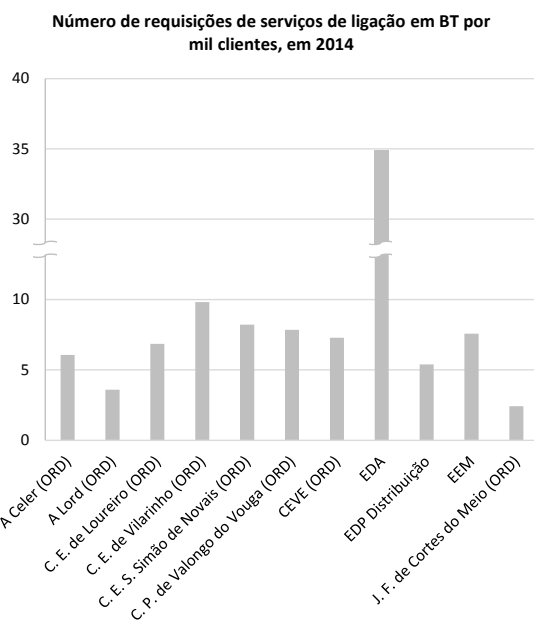
Os valores apresentados indiciam não haver dificuldades no cumprimento do prazo de resposta de 15 dias úteis por todas as empresas que apresentaram dados.

Foram recebidas cerca de 38 mil requisições de serviços de ligação em baixa tensão pelos operadores das redes. O quadro abaixo apresenta os totais por empresa.

Número de requisições de serviços de ligação em BT	
	2014
A Celer (ORD)	25
A Lord (ORD)	16
C. E. de Loureiro (ORD)	14
C. E. de Vilarinho (ORD)	15
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	27
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	17
CEVE (ORD)	65
Coopriz (ORD)	0
EDA	4 250
EDP Distribuição	32 816
EEM	1 077
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	1
Total Geral	38 323

Notas: ver notas do gráfico.

A comparação entre empresas é facilitada pela adimensionalização por número de clientes. O gráfico seguinte apresenta o número de requisições de serviços de ligação em BT por cada mil clientes.



Notas: ver notas do gráfico anterior.

Uma parte das requisições recebidas pelos ORD não chega a ser concretizada, quer por serem anuladas (26%) quer por aguardarem resposta de terceiros (21%).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O indicador relativo aos serviços de ligação entrou em vigor em 2014 pelo que a análise da sua evolução não é ainda possível. Os valores apresentados pelas empresas indicam um bom desempenho e o fácil cumprimento dos prazos regulamentares.

O número de requisições anuladas ou que aguardam resposta de terceiros representa uma percentagem significativa das requisições recebidas. A ERSE acompanhará atentamente a evolução destes valores, mantendo o contacto com os ORD, de forma a identificar possíveis necessidades de intervenção no sentido de melhorar o serviço prestado aos requisitantes.

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.

O novo RQS determinou o alargamento aos comercializadores e aos CUR da obrigação de reporte de informação sobre esta matéria, e definiu indicadores quer para os ORD quer para os CUR e comercializadores.

O desempenho dos ORD é avaliado através de um indicador geral que consiste no quociente entre o número de ativações com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas. O prazo de ativação para os ORD corresponde ao tempo entre a solicitação do comercializador ou do CUR e a realização da ativação. O padrão a cumprir pelos ORD é de 90%.

Para os CUR e para os comercializadores, a ativação de fornecimento é avaliada através de dois indicadores gerais, sem padrões estabelecidos:

- Indicador geral relativo ao prazo para ativação: consiste no quociente entre o número de ativações solicitadas com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas.
- Indicador geral que consiste no tempo médio de ativação.

O prazo de ativação para os CUR e para os comercializadores corresponde ao tempo entre a celebração do contrato de fornecimento com o cliente e a realização da ativação.

No cálculo destes indicadores 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 preferência deste.

CARACTERIZAÇÃO

OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição recebeu 98% das solicitações de ativação aos ORD em 2014. O número de ativações realizadas cresceu 27% de 2013 para 2014. O quadro seguinte apresenta os totais de ativações solicitadas aos ORD em 2014.

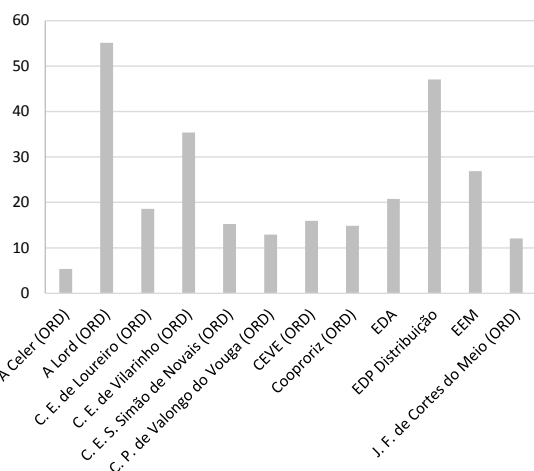
Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT dos comercializadores e CUR aos ORD

	2014
A Celer (ORD)	22
A Lord (ORD)	245
C. E. de Loureiro (ORD)	38
C. E. de Vilarinho (ORD)	54
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	50
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	28
CEVE (ORD)	142
Cooprорiz (ORD)	28
EDA	2 529
EDP Distribuição	286 015
EEM	3 816
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	5
Total Geral	292 972

Notas: A Eléctrica de Moreira de Cónegos não enviou informação.

O gráfico seguinte permite comparar, entre empresas, os números de solicitações de ativação por cada mil clientes.

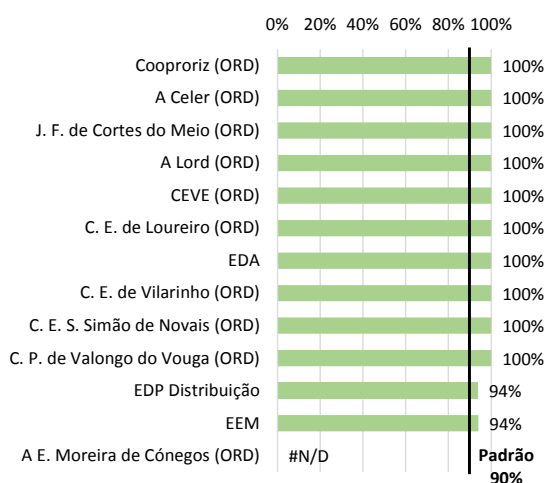
Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT dos comercializadores e CUR aos ORD por mil clientes, em 2014



Notas: Ver notas do quadro.

Os desempenhos das empresas, no que respeita ao indicador e seu cumprimento, estão representados no gráfico seguinte.

ORD - Percentagem de ativações de fornecimento em BT realizadas até 2 dias úteis após solicitação do comercializador/CUR ao ORD, em 2014



Notas: Ver notas do quadro.

Verifica-se que todos os ORD que apresentaram informação cumpriram o padrão.

Nas regiões autónomas, consideradas ultraperiféricas, não foi iniciada a liberalização do mercado, pelo que a comercialização de energia elétrica se mantém a cargo do respetivo incumbente – EEM na Região Autónoma da Madeira e EDA na Região Autónoma dos Açores. Uma vez que a EDA e a EEM

acumulam, cada uma, as atividades de ORD e CUR, não há distinção entre o valor do indicador na vertente CUR e o valor na vertente ORD, para cada uma delas.

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E COMERCIALIZADORES

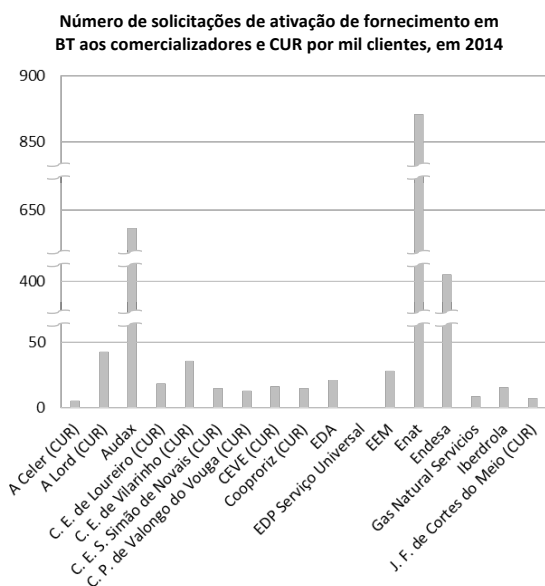
O quadro seguinte apresenta os números de solicitações de ativações feitas pelos clientes aos seus comercializadores. A diferença entre o total destas para o total de ativações realizadas pelos ORD deve-se à falta de reporte de vários comercializadores. Das empresas que prestaram informação destaca-se a Endesa com 87% das ativações reportadas pelos comercializadores e CUR.

Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT aos comercializadores e CUR

	2014
A Celer (CUR)	22
A Lord (CUR)	189
Audax	2 265
C. E. de Loureiro (CUR)	38
C. E. de Vilarinho (CUR)	54
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	50
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	28
CEVE (CUR)	142
Cooproriz (CUR)	28
EDA	2 529
EDP Serviço Universal	612
EEM	3 816
Enat	2 840
Endesa	64 513
Gas Natural Servicios	326
Iberdrola	1 078
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	3
Total Geral	78 533

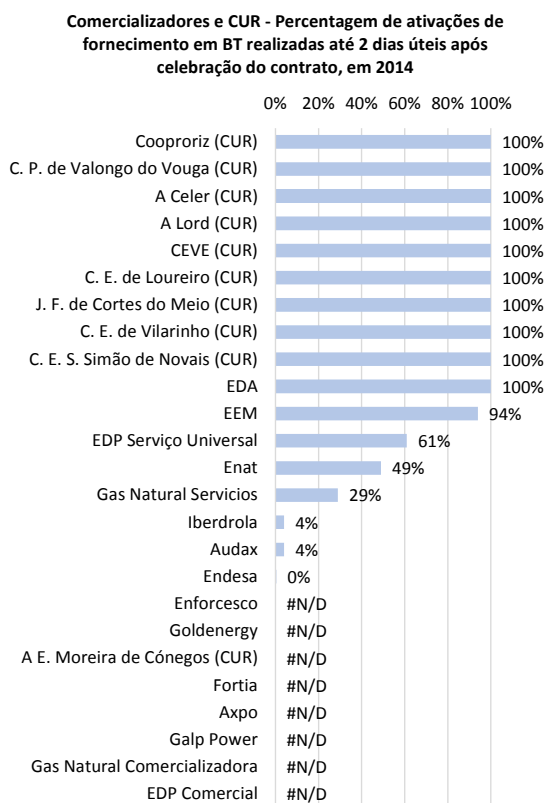
Notas: A Eléctrica de Moreira de Cónegos, a Axpo, a Enforresco, a Fortia, a Galp Power e a Goldenergy não enviaram informação.

O gráfico abaixo permite comparar, entre empresas, as solicitações de ativação por cada mil clientes.



Notas: Ver notas do quadro.

No que respeita ao indicador relativo ao prazo para ativação, verifica-se uma grande variação de valores dentro do conjunto dos comercializadores e CUR que reportaram informação à ERSE, como se pode ver no gráfico seguinte.

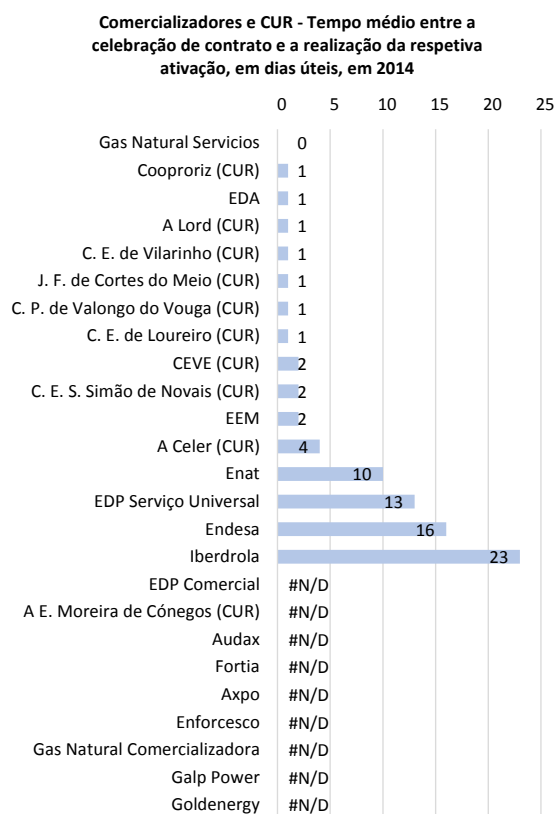


Notas: Ver notas do quadro.

A EDP Serviço Universal informou que 86% das suas ativações se referem a desdobramentos de redes de iluminação pública, que são executadas de imediato, mas, não sendo os registos atualizados em tempo, penalizam o indicador sem reflexo na qualidade prestada.

Das empresas que não enviaram informação destacam-se a EDP Comercial, a Galp Power e a Goldenergy por representarem, em conjunto, 52% do número total de clientes.

Os valores do indicador relativo ao tempo médio de ativação são apresentados no gráfico seguinte. O tempo médio inclui as situações em que as ativações são realizadas em prazo superior a dois dias úteis a pedido do cliente.



Notas: Ver notas do quadro.

Os desempenhos relativos aos tempos médios são consistentes com os verificados para o indicador relativo ao prazo para ativação, isto é, as empresas com desempenhos inferiores nesse indicador apresentam também desempenhos inferiores neste. As exceções são

a Gas Natural Servicios, que reporta um tempo médio de ativação baixo (0,15 dias úteis), e a Audax que não reportou os dados necessários para o cálculo do indicador do tempo médio.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A maioria dos ORD apresenta um desempenho positivo e cumpre o padrão.

O desempenho dos comercializadores e dos CUR, no que respeita aos dois indicadores gerais que lhes são aplicáveis, apresenta grandes variações, havendo empresas com valores muito positivos e outras que necessitam de melhorar substancialmente.

É essencial referir que os comercializadores e os CUR que reportaram os dados representam menos de metade do total de clientes do país. A ERSE diligenciará junto das empresas, no âmbito das suas capacidades e competências, no sentido de garantir o cumprimento regulamentar nesta matéria.

4.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL

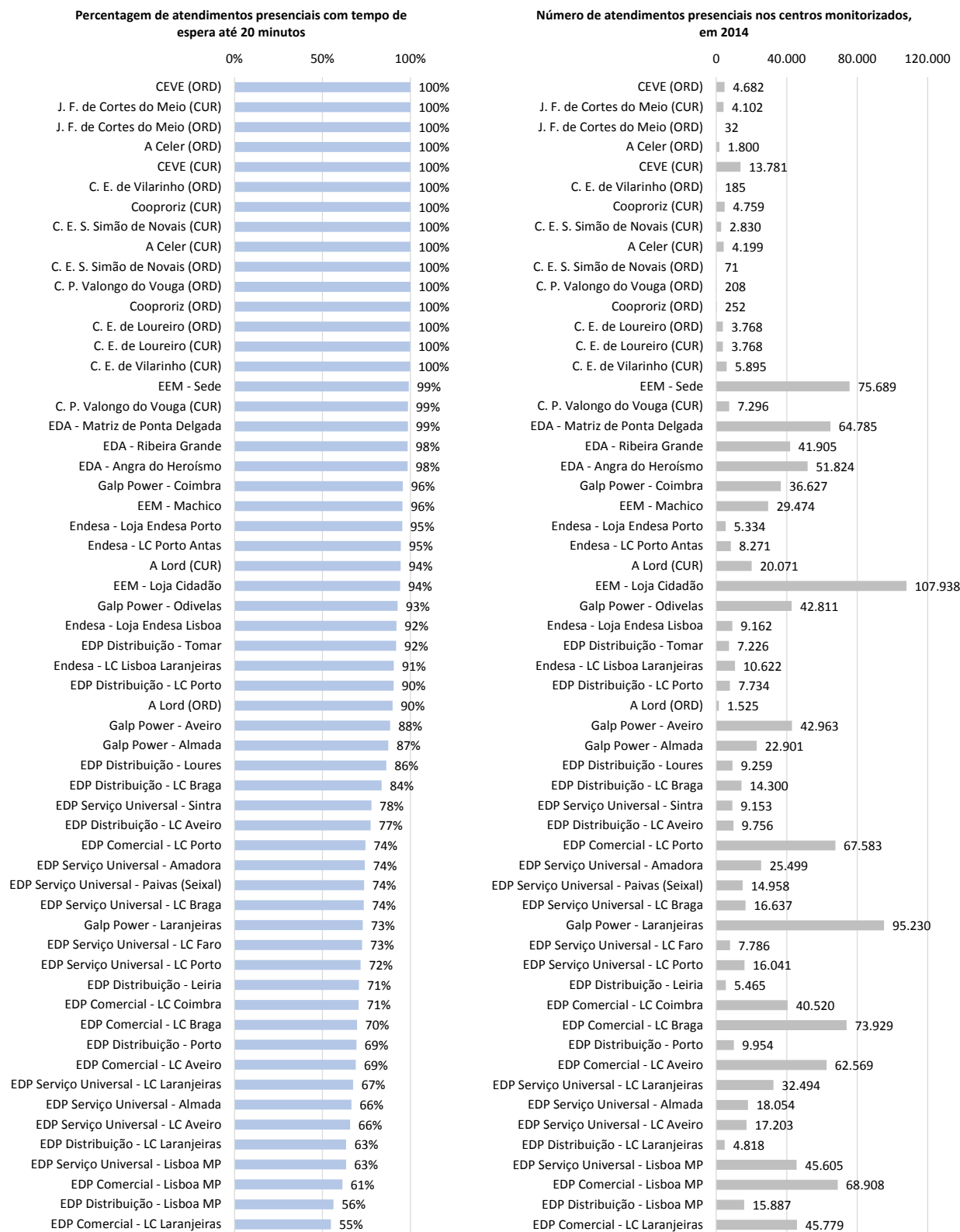
ENQUADRAMENTO

O novo RQS trouxe alterações à monitorização do atendimento presencial. As obrigações foram alargadas aos comercializadores em regime de mercado, a definição de um padrão foi eliminada e o valor do indicador passou a ser calculado e divulgado por centro de atendimento. Procura-se desta forma que a divulgação do desempenho de cada centro se torne mais um fator de comparação e constitua um sinal de incentivo às empresas para a melhoria da qualidade no atendimento presencial.

Assim, desde o início de 2014 que as empresas que disponham de atendimento presencial, e tenham mais de 5 mil atendimentos por ano, devem monitorizar os tempos de espera num conjunto de centros (começando pelos de maior dimensão) que abranja, pelo menos, 40% dos seus atendimentos.

A avaliação do atendimento presencial continua a ser realizada através de um indicador geral que consiste no quociente do número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos, pelo número total de atendimentos.

CARACTERIZAÇÃO



Notas: A Eléctrica de Moreira de Cónegos, a Xppo, a Enforcesco, a Fortia e a Goldenergy não enviaram informação. A C.E. de Loureiro não separa os atendimentos entre ORD e CUR. Legenda: LC – Loja do Cidadão; MP – Marquês de Pombal.

A Galp Power refere que os atendimentos registados correspondem não só a clientes unicamente de eletricidade ou a clientes duais (eletricidade e gás natural) mas também a clientes de gás natural. A C. E. do Loureiro não distingue entre atendimentos do âmbito do ORD e atendimentos do âmbito do CUR.

A Audax e a Gas Natural Servicios optaram por não disponibilizar atendimento presencial.

A Enat e a Iberdrola informaram que os seus números anuais de atendimentos são inferiores a 5000 pelo que não monitorizam este indicador.

A Axpo, a Enforcesco, a Fortia, a Goldenergy e a E. de Moreira de Cónegos não enviaram informação à ERSE.

Os melhores desempenhos verificam-se principalmente nas regiões autónomas e nas zonas dos CUR e ORD exclusivamente em BT. Os piores desempenhos registam-se, de forma geral, na zona de Lisboa e Grande Lisboa (Marquês de Pombal e Laranjeiras).

Número total de atendimentos presenciais em todos os centros de atendimento

	2014
A Celer (CUR)	4 199
A Celer (ORD)	1 800
A Lord (CUR)	20 071
A Lord (ORD)	1 525
C. E. de Loureiro	3 768
C. E. de Loureiro2	3 768
C. E. de Vilarinho (CUR)	5 895
C. E. de Vilarinho (ORD)	185
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	2 830
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	71
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	7 296
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	208
CEVE (CUR)	13 781
CEVE (ORD)	4 682
CooprORIZ (CUR)	4 759
CooprORIZ (ORD)	252
EDA	370 601
EDP Comercial	1 389 468
EDP Distribuição	285 920
EDP Serviço Universal	503 227
EEM	468 751
Enat	1 177
Endesa	33 313
Galp Power	425 501
Iberdrola	4 111
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	4 102
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	32
Total Geral	3 561 293

Notas: Ver notas do gráfico.

Percentagem de atendimentos presenciais monitorizados	
	2014
A Celer (CUR)	100%
A Celer (ORD)	100%
A Lord (CUR)	100%
A Lord (ORD)	100%
C. E. de Loureiro	100%
C. E. de Loureiro2	#N/D
C. E. de Vilarinho (CUR)	100%
C. E. de Vilarinho (ORD)	100%
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	100%
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	100%
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	100%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	100%
CEVE (CUR)	100%
CEVE (ORD)	100%
Cooprорiz (CUR)	100%
Cooprорiz (ORD)	100%
EDA	43%
EDP Comercial	26%
EDP Distribuição	30%
EDP Serviço Universal	42%
EEM	45%
Endesa	100%
Galp Power	57%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	100%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	100%
Total Geral	38%

Notas: ver notas do gráfico.

Globalmente a percentagem de atendimentos presenciais monitorizados, isto é, aqueles para os quais é verificado o tempo de espera, é inferior ao mínimo de 40% estipulado no RQS, como se pode ver no quadro anterior.

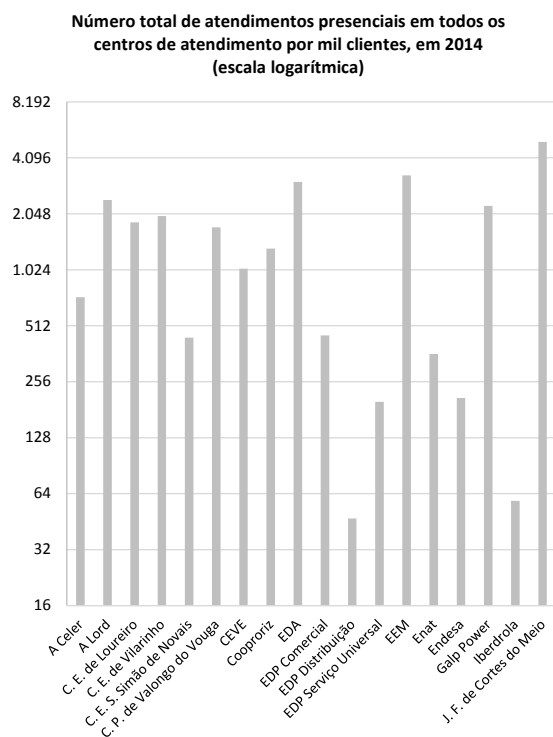
Recorde-se que cada empresa que tenha atendimento presencial deve monitorizar um conjunto de centros (por ordem decrescente de número de atendimentos) que tenha representado mais de 40% do número de atendimentos do ano anterior. Assim, em 2015 as empresas que não atingiram os 40% de

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os melhores desempenhos verificam-se nas regiões autónomas e nos centros dos CUR e ORD exclusivamente em BT. Os piores desempenhos ocorreram na zona de Lisboa e Grande Lisboa.

monitorização devem alargar o conjunto de centros nos quais monitorizam o indicador relativo ao tempo de espera. Sobre este aspeto, a EDP Comercial informou que, já em 2015, alargou o número de centros monitorizados para onze de modo a responder a este critério.

O gráfico seguinte apresenta, para cada entidade, o número de atendimentos em todos os centros de atendimento por cada mil clientes. Para as entidades que desempenham simultaneamente atividades de ORD e de CUR, são apresentados os valores conjuntos dessas duas atividades.



Notas: ver notas do gráfico anterior.

A percentagem global de atendimentos monitorizados não chegou ao mínimo de 40% definido no RQS pelo que as empresas que não atingiram este valor devem, em 2015, alargar o conjunto de centros monitorizados.

4.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO COMERCIAL

ENQUADRAMENTO

Com o novo RQS, o desempenho das empresas no atendimento telefónico passou a ser avaliado através de três vertentes distintas: o atendimento comercial, o atendimento para reporte de avarias e o atendimento para comunicação de leituras.

Considera-se atendimento telefónico comercial o serviço de receção de chamadas que não inclua a comunicação de avarias e a receção de comunicação de leituras de modo automático. Cada chamada para o serviço de atendimento telefónico comercial não deve ter um custo para o cliente superior ao de uma chamada local.

O atendimento telefónico comercial é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera. O indicador consiste no quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas. Não são consideradas as desistências com tempos de espera inferiores a 60 segundos.

O novo RQS não estabelece padrão para este indicador, procurando-se assim promover a comparação de desempenhos entre os comercializadores de forma a fomentar uma escolha informada por parte dos clientes.

Em cada ano, as entidades que tenham registado menos de 15 000 clientes e, simultaneamente, menos de 5000 atendimentos no ano anterior não estão obrigadas ao cálculo deste indicador.

REGIME JURÍDICO DOS CALL CENTRES

Às empresas com atendimento telefónico centralizado aplica-se ainda o regime jurídico dos *call centres*³. Nesse âmbito, as empresas devem assegurar que, após 60 segundos de espera, o cliente pode optar por deixar um contacto e referir a finalidade da chamada. As empresas devem devolver a chamada dentro do prazo de dois dias úteis. Para efeitos da aplicação deste regime jurídico consideram-se todos os centros de atendimento telefónico com pelo menos uma das seguintes características:

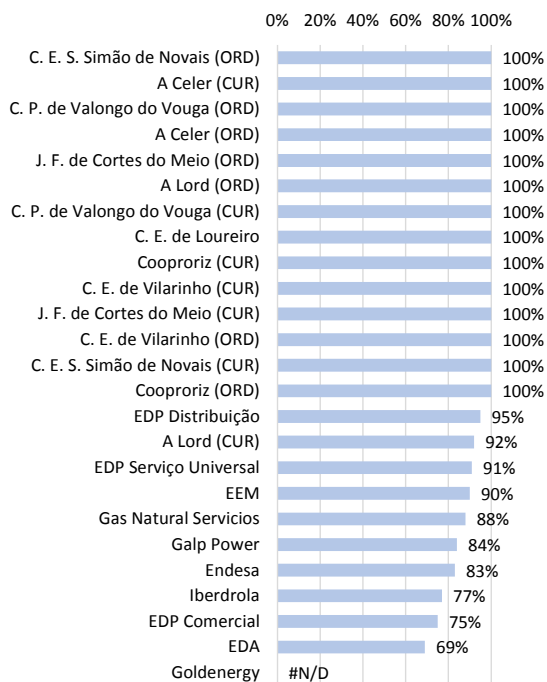
- a) Prestem serviços a empresas do setor elétrico com um número de clientes igual ou superior a 100 mil.
- b) Tenham um tráfego anual superior a 60 mil chamadas telefónicas recebidas.

³ Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho.

CARACTERIZAÇÃO

Os valores mais positivos do indicador do atendimento telefónico comercial verificam-se nos ORD e CUR exclusivamente em BT, como se pode observar no gráfico seguinte, onde são apresentados quer os valores do indicador das empresas com obrigação de o calcular, quer os das empresas que, não sendo obrigadas, optaram por calcular o indicador.

Percentagem de chamadas telefónicas de âmbito comercial com tempo de espera até 60 segundos, em 2014



Notas: A C.E. de Loureiro não separa os atendimentos entre ORD e CUR. A E. Moreira de Cónegos, a Axpo, a Enforcesco, a Fortia e a Goldenergy não enviaram informação.

É importante, na análise do desempenho das empresas, ter em consideração o número total de chamadas de âmbito comercial tratadas por cada empresa. Na tabela seguinte é possível perceber as diferenças nos volumes de chamadas recebidas no atendimento telefónico comercial, por cada empresa, em 2014.

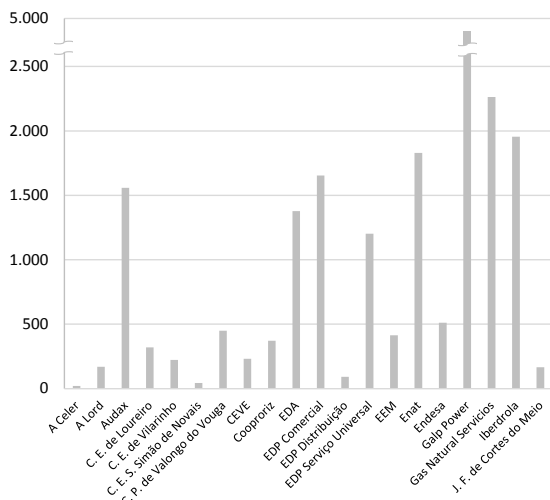
Número de chamadas telefónicas de âmbito comercial, incluindo desistências

	2014
A Celer (CUR)	124
A Celer (ORD)	52
A Lord (CUR)	1 442
A Lord (ORD)	61
Audax	5 549
C. E. de Loureiro	654
C. E. de Vilarinho (CUR)	608
C. E. de Vilarinho (ORD)	71
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	163
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	120
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1 909
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	37
CEVE	2 060
Cooproriz (CUR)	1 302
Cooproriz (ORD)	98
EDA	167 840
EDP Comercial	5 053 591
EDP Distribuição	552 501
EDP Serviço Universal	3 028 898
EEM	58 732
Enat	5 964
Endesa	81 303
Galp Power	923 014
Gas Natural Servicios	84 094
Iberdrola	137 440
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	133
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	4
Total Geral	10 107 764

Notas: Ver notas do gráfico.

O gráfico seguinte apresenta, para cada entidade, o número de chamadas telefónicas de âmbito comercial por mil clientes. Para as entidades que desempenham atividades como ORD e CUR, os valores apresentados não distinguem a atividade.

Número de chamadas telefónicas de âmbito comercial, incluindo desistências por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do gráfico.

Destaca-se a Galp Power pelo valor elevado de atendimentos por cada mil clientes. A Galp Power informou que não distingue nos dados de atendimento telefónico os clientes de eletricidade dos clientes de gás natural ou dos clientes duais (eletricidade e gás natural).

A tabela seguinte apresenta o tempo médio de espera e a percentagem de desistências⁴, em 2014, das empresas que reportaram informação. Verifica-se que a grande maioria das empresas tem uma percentagem baixa de desistências e que, no que respeita aos tempos médios de espera, os valores mais frequentes estão entre os 10 e os 40 segundos.

⁴ Considera-se desistência quando o cliente desliga a chamada antes de ocorrer o atendimento.

Tempo médio de espera e desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial, em 2014

	Tempo médio de espera (segundos)	Desistências (%)
A Celer (CUR)	23	0%
A Celer (ORD)	23	0%
A Lord (CUR)	55	0%
A Lord (ORD)	38	0%
Audax	ND	12%
C. E. de Loureiro	13	0%
C. E. de Vilarinho (CUR)	ND	0%
C. E. de Vilarinho (ORD)	ND	0%
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	34	0%
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	33	0%
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	ND	0%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	ND	0%
CEVE (CUR)	ND	ND
CEVE (ORD)	ND	ND
Cooproriz (CUR)	ND	0%
Cooproriz (ORD)	ND	0%
EDA	79	11%
EDP Comercial	32	5%
EDP Distribuição	13	2%
EDP Serviço Universal	19	12%
EEM	19	5%
Enat	ND	ND
Endesa	37	3%
Galp Power	30	4%
Gas Natural Servicios	0	5%
Iberdrola	45	12%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	ND	0%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	ND	0%

Notas: Ver notas do gráfico.

REGIME JURÍDICO DOS CALL CENTRES

No que respeita ao cumprimento do regime jurídico dos centros de atendimento (*call centres*), a tabela seguinte apresenta o número de situações em que os clientes optaram por deixar o seu contacto e finalidade da chamada para posteriormente serem contactados pelas empresas.

Número de situações em que não foi possível o atendimento até 60 segundos e em que o cliente deixou o seu contacto e identificação da finalidade da chamada

	2014
EDA	2 376
EDP Distribuição	2 403
EDP Serviço Universal	18 945
EEM	260
EDP Comercial	176 111
Endesa	11 458
Galp Power	9 942
Iberdrola	631
Total Geral	222 126

Na tabela seguinte podem observar-se as percentagens de cumprimento do prazo de dois dias úteis bem como os tempos médios até ao contacto posterior com o cliente. De um modo geral constata-se existir uma grande variação no nível de desempenho, havendo empresas com níveis de cumprimento muito baixos e outras com valores muito positivos. No cumprimento do prazo destaca-se positivamente a Endesa e negativamente a Galp Power. Nos tempos médios destaca-se positivamente a EEM e negativamente a EDP Comercial.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os melhores desempenhos, quanto ao indicador geral do atendimento telefónico comercial, verificam-se nos ORD e CUR exclusivamente em BT. A grande maioria das empresas tem uma percentagem baixa de desistências e os valores mais frequentes do tempo de espera estão entre os 10 e os 40 segundos.

No que concerne ao cumprimento do regime jurídico dos *call centres*, verifica-se, de um

A EDP Distribuição informou que, em 2014, as tentativas de devolução de chamadas que não foram atendidas pelos clientes foram consideradas não realizadas, pelo que o valor de 40% de contactos dentro do prazo respeita apenas às devoluções atendidas. Acresce que o prazo limite para devolução utilizado no reporte (48 horas) era mais restritivo que o estabelecido na legislação. Assim, o desempenho reportado foi inferior ao real. Esta situação foi corrigida em 2015.

Contactos posteriores dentro do prazo e tempo médio até contacto, em 2014

	Contactos posteriores dentro do prazo (%)	Tempo médio até contacto posterior (dias úteis)
EDA	83%	0,2
EDP Comercial	48%	3,6
EDP Distribuição	40%	0,5
EDP Serviço Universal	53%	2,3
EEM	88%	0,1
Endesa	98%	0,9
Galp Power	25%	2,6
Iberdrola	80%	1,0

modo geral, existir uma grande variação no nível de desempenho, havendo empresas com níveis de cumprimento muito positivos e empresas com valores muito baixos, que necessitam de melhorias significativas e urgentes.

A EDP Distribuição informou que o seu desempenho reportado foi afetado por erros de parametrização, os quais foram entretanto corrigidos.

4.5 ATENDIMENTO TELEFÓNICO PARA COMUNICAÇÃO DE LEITURAS

ENQUADRAMENTO

O atendimento telefónico para comunicação de leituras é uma das três vertentes do atendimento telefónico consideradas no novo RQS, sendo as restantes o atendimento comercial e a receção de comunicações de avarias.

Os ORD devem disponibilizar serviços de atendimento telefónico para comunicação direta de leituras por parte dos clientes. No entanto, os CUR ou comercializadores podem, através de acordo com os ORD, assumir esta obrigação.

A utilização dos sistemas de atendimento telefónico para comunicação de leituras não deve ter custos para o cliente.

Caso a receção de leituras seja assegurada por um sistema automático de atendimento, o desempenho da entidade que o disponibiliza é avaliado através de um indicador geral relativo ao sucesso da comunicação de leituras. Este indicador consiste no quociente entre o número de leituras registadas corretamente de forma automática e o número total de chamadas recebidas para comunicação de leituras.

Atualmente já existem alguns ORD que utilizam sistemas de telecontagem para recolha de leituras.

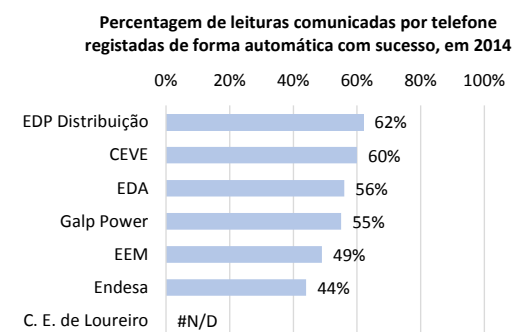
CARACTERIZAÇÃO

Existem dois comercializadores que disponibilizam diretamente o serviço de atendimento telefónico para receção automática de leituras: a Galp Power e a Endesa.

O gráfico seguinte apresenta os valores do indicador geral relativo ao sucesso da comunicação automática de leituras. Como referido anteriormente, este indicador deve ser calculado pelas empresas que disponibilizem este serviço, as quais são as apresentadas no gráfico.

2014 é o primeiro ano de aplicação deste indicador pelo que, não havendo valores históricos de referência, é ainda prematuro tirar conclusões sobre a necessidade de melhoria ou alteração de procedimentos por parte das empresas.

O quadro seguinte apresenta os totais por empresa do número de chamadas realizadas pelos clientes para comunicação de leituras, independentemente da receção ser automática ou não.



Notas: A C. E. de Loureiro informou não dispor ainda desta informação.

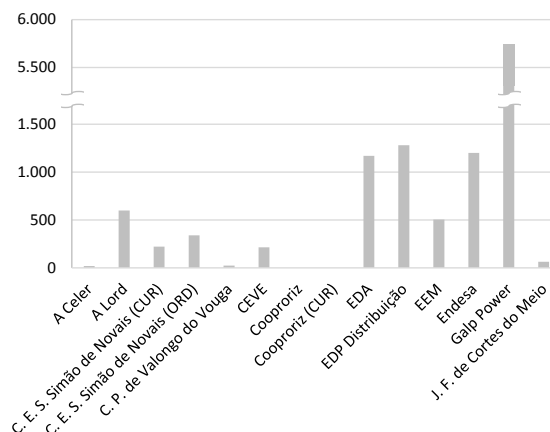
Número de chamadas telefónicas para comunicação de leituras

	2014
A Celer	81
A Lord	2 657
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	726
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	1 118
C. P. de Valongo do Vouga	49
CEVE	1 903
Coopriz	0
Coopriz (CUR)	0
EDA	142 511
EDP Distribuição	7 781 292
EEM	71 640
Endesa	190 890
Galp Power	1 080 963
J. F. de Cortes do Meio	26
Total Geral	9 273 856

Notas: A C. E. de Loureiro informou não dispor ainda desta informação.

No gráfico abaixo apresentam-se os atendimentos telefónicos para comunicação de leituras por cada mil clientes, por empresa, de forma a permitir a análise da maior ou menor utilização deste serviço independentemente da dimensão de cada empresa. Destaca-se a Galp Power por apresentar o valor mais elevado, muito superior a todos os outros.

Número de chamadas telefónicas para comunicação de leituras por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

RECEÇÃO DE LEITURAS POR TELECONTAGEM

A Coopriz informou que tem em funcionamento um sistema de telecontagem que realiza todos os meses a recolha de todas as leituras, remotamente. A Celer referiu que no final de 2014 cerca de 40% dos seus clientes já disponham de contadores inteligentes.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Todas as empresas com obrigação de calcular o indicador relativo ao sucesso de comunicação de leituras apresentaram os respetivos valores, com exceção da C.E. de Loureiro. Os valores de 2014 são os primeiros deste indicador, não sendo ainda possível concluir sobre alterações aos procedimentos ou melhorias que as empresas devam efetuar.

4.6 ATENDIMENTO TELEFÓNICO PARA COMUNICAÇÃO DE AVARIAS

ENQUADRAMENTO

O novo RQS separou o atendimento telefónico em três áreas, sendo estas a receção de comunicação de leituras, a receção de comunicações de avarias e o atendimento comercial.

Os ORD devem disponibilizar serviços de atendimento telefónico para comunicação de avarias por parte dos clientes. No entanto, os CUR ou comercializadores podem, através de acordo com os ORD, assumir esta obrigação.

O atendimento telefónico para comunicações de avarias deve estar permanentemente disponível e não ter custos para o cliente.

Este serviço é avaliado através de um indicador geral, relativo ao tempo de espera, que consiste no quociente entre o número de chamadas

(para comunicação de avarias) com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas de comunicação de avarias, não incluindo as desistências antes dos 60 segundos.

O padrão estabelecido para este indicador impõe que pelo menos 85% do total das chamadas para comunicação de avarias tenham um tempo de espera até 60 segundos.

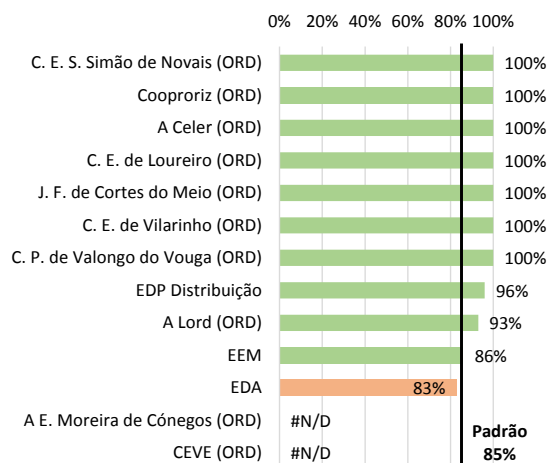
Ao contrário do previsto para o atendimento telefónico comercial, para este serviço não é obrigatório as empresas assegurarem que, após 60 segundos de espera, o cliente pode optar por deixar um contacto e referir a finalidade da chamada.

CARACTERIZAÇÃO

Este serviço é prestado pelos ORD, não havendo comercializadores ou CUR que tenham optado por assumir esta obrigação.

O gráfico seguinte apresenta os valores do indicador relativo ao tempo de espera no atendimento telefónico para comunicação de avarias.

Percentagem de chamadas telefónicas para comunicação de avarias com tempo de espera até 60 segundos, em 2014



Notas: A C. E. de Vilarinho, a J. F. Cortes do Meio e a C. P. de Valongo do Vouga não reportaram o 4.º trimestre de 2014.

Sendo 2014 o primeiro ano de apresentação desagregada do atendimento telefónico nas suas três vertentes, não é ainda possível uma análise histórica dos valores deste indicador.

Todas as empresas que reportaram informação cumpriram o padrão do indicador geral, à exceção da EDA. A empresa justificou o incumprimento pelo facto de o seu sistema de atendimento não ter uma linha dedicada exclusivamente a avarias, pelo que os tempos de atendimento são afetados sempre que se verificam avarias noutros setores, nomeadamente no setor de produção.

O quadro seguinte apresenta os totais anuais, por empresa, de comunicações para reporte de avarias.

Número de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, incluindo desistências	
	2014
A Celer (ORD)	64
A Lord (ORD)	98
C. E. de Loureiro (ORD)	15
C. E. de Vilarinho (ORD)	40
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	56
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	22
CEVE (ORD)	1 517
Cooprtriz (ORD)	35
EDA	24 411
EDP Distribuição	1 045 337
EEM	8 561
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	3
Total Geral	1 080 159

Notas: ver notas do gráfico.

No gráfico abaixo são apresentados, por empresa, as chamadas telefónicas para

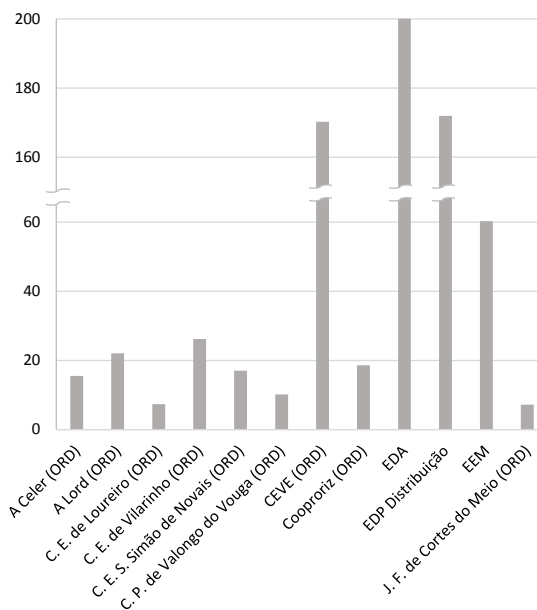
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As empresas, com exceção da EDA, cumpriram o indicador relativo ao tempo de espera na comunicação telefónica de avarias.

Na comparação do número de comunicações de avarias por cada mil clientes destacam-se a EDA, a EDP Distribuição e a CEVE por terem os valores mais elevados.

comunicação de avarias por cada mil clientes. Pretende-se tornar possível a análise da maior ou menor utilização deste serviço independentemente da dimensão de cada empresa. Verifica-se que os valores da EDA, da EDP Distribuição e da CEVE se destacam por serem os mais elevados.

Número de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, incluindo desistências, por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do gráfico.

4.7 ASSISTÊNCIA TÉCNICA

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.

As empresas devem realizar procedimentos de despiste, quando são contactadas pelos clientes neste âmbito, de forma a verificar se é necessária a deslocação ou se a situação é passível de resolução pelo cliente, por exemplo no caso de um disjuntor disparado. Nos casos em que se confirma a necessidade de deslocação do operador da rede à instalação do cliente, a empresa deve chegar ao local nos seguintes prazos máximos:

- 3 horas para os clientes prioritários;
- 4 horas para os restantes clientes.

Nos casos em que as comunicações de avaria na alimentação individual da instalação de clientes em baixa tensão ocorram fora do período das 8h00 às 24h00, a contagem dos prazos inicia-se às 8h00 do dia seguinte.

Caso o prazo não seja cumprido pela empresa, o cliente tem direito a uma compensação de 20 euros.

Se a avaria tiver origem na instalação do cliente, o operador da rede tem direito a receber uma compensação de 10 euros.

CARACTERIZAÇÃO

O quadro abaixo contém, para cada empresa, os totais anuais das comunicações de avarias relativas a alimentações individuais de instalações de clientes.

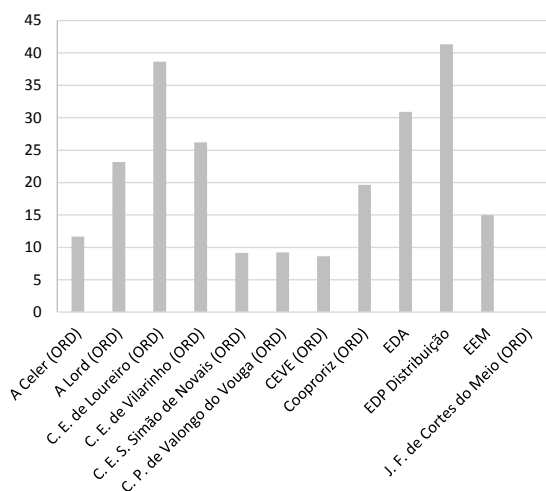
No gráfico seguinte podem observar-se os números de assistências técnicas realizadas neste âmbito por cada mil clientes. Verifica-se que os valores mais elevados ocorrem na EDP Distribuição e na C. E. de Loureiro.

Número de comunicações de avarias na alimentação individual de instalações de clientes

	2014
A Celer (ORD)	48
A Lord (ORD)	103
C. E. de Loureiro (ORD)	79
C. E. de Vilarinho (ORD)	40
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	30
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	20
CEVE (ORD)	77
Coopriz (ORD)	37
EDA	3 766
EDP Distribuição	251 254
EEM	2 125
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	257 579

Notas: A J. F. Cortes do Meio não teve pedidos de assistência técnica.

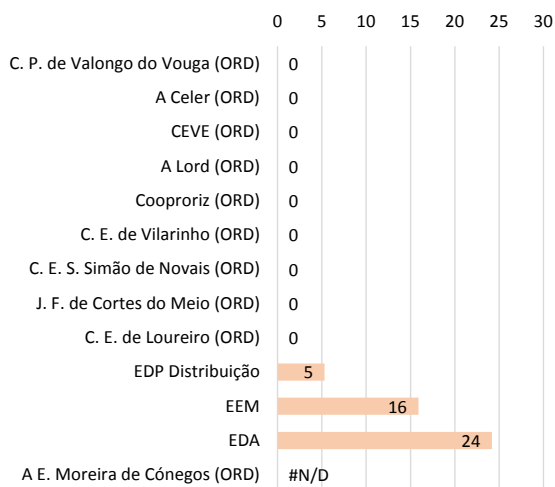
Número de comunicações de avarias na alimentação individual de instalações de clientes por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

No que respeita aos incumprimentos, o gráfico abaixo apresenta a proporção anual de incumprimentos dos prazos por cada mil assistências técnicas.

Proporção de incumprimentos dos prazos pelos ORD por cada mil assistências técnicas, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

Constata-se que o número anual de incumprimentos por parte dos ORD continua a ser muito reduzido quando comparado com o total de assistências técnicas realizadas, verificando-se globalmente 6 incumprimentos por cada 1000 avarias em 2014.

COMPENSAÇÕES DEVIDAS A CLIENTES

O quadro seguinte apresenta os valores absolutos de incumprimentos dos prazos para assistência técnica e das respetivas compensações pagas a clientes.

Número de incumprimentos das empresas dos prazos para início de assistência técnica a avarias e de compensações pagas a clientes, em 2014

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Celer (ORD)	0	0
A Lord (ORD)	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
CEVE (ORD)	0	0
Cooproriz (ORD)	0	0
EDA	59	31
EDP Distribuição	715	48
EEM	31	7
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0	0
Total Geral	805	86

Notas: ver notas do quadro anterior.

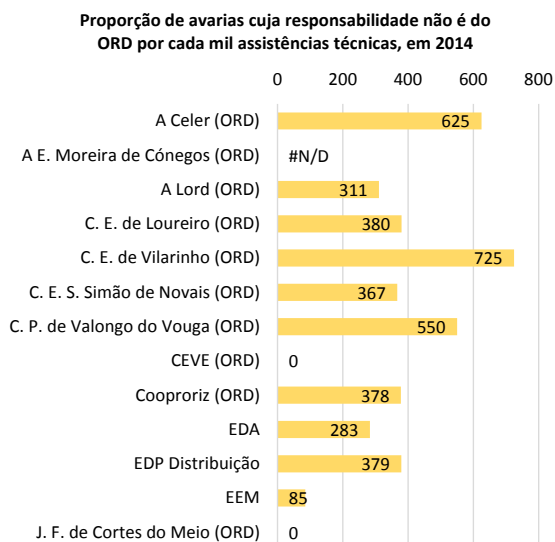
O número total de incumprimentos dos ORD aumentou em 2014 (498 em 2013). Por outro lado, o pagamento atempado das compensações devidas melhorou, uma vez que as compensações por pagar no final de 2014 representaram 15% do total, face a 22% do total em 2013. Refira-se que existe sempre uma diferença entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas devido ao tempo entre o momento em que ocorre a situação que deu origem ao direito à compensação e o momento do pagamento da compensação, e devido a situações de exclusão do pagamento de compensações. Porém, as empresas devem procurar diminuir estas diferenças.

COMPENSAÇÕES DEVIDAS PELOS CLIENTES

O número de comunicações de avarias na alimentação individual dos clientes diminuiu 7% em 2014. No entanto, o número de assistências técnicas, isto é, situações que originaram a deslocação do ORD à instalação individual do cliente, manteve-se praticamente igual face a 2013. Em 2014, 54% das comunicações de

avaria neste contexto deram origem a uma deslocação do ORD.

O gráfico abaixo mostra o número de avarias cuja responsabilidade não é do ORD por cada mil clientes.



Notas: ver notas do quadro.

Globalmente, as situações em que a avaria se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade representaram, tal como no ano passado, 37% das assistências técnicas.

Foram cobradas 98% das compensações devidas pelos clientes, uma melhoria face aos anos anteriores (73% em 2013 e 84% em 2012).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Registou-se um aumento substancial do número global de incumprimentos, evidenciando um degradar do desempenho. Por outro lado, o pagamento e a cobrança das compensações devidas melhorou.

N.º de avarias cuja responsabilidade não é do ORD e n.º de compensações cobradas a clientes

	N.º de assistências a avarias cuja responsabilidade não é do ORD	N.º de compensações pagas por clientes ao ORD
A Celer (ORD)	30	30
A Lord (ORD)	32	0
C. E. de Loureiro (ORD)	30	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	29	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	11	71
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	11	0
CEVE (ORD)	0	0
Cooproriz (ORD)	14	0
EDA	688	704
EDP Distribuição	50 803	49 721
EEM	165	146
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0	0
Total Geral	51 813	50 672

Notas: ver notas do quadro anterior.

O quadro abaixo reporta os tempos médios de chegada ao local e de reparação de avarias neste âmbito.

Tempos médios de chegada ao local e de reparação de avarias na alimentação individual, em 2014

	Chegada ao local (min)	Reparação de avarias (min)
A Celer (ORD)	10	15
A Lord (ORD)	44	50
C. E. de Loureiro (ORD)	22	42
C. E. de Vilarinho (ORD)	57	23
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	20	15
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	22	23
CEVE (ORD)	75	62
Cooproriz (ORD)	20	29
EDA	72	33
EDP Distribuição	70	23
EEM	59	36

Notas: ver notas do quadro.

A análise dos tempos médios reportados de chegada ao local e de reparação de avarias nas instalações dos clientes demonstra que os ORD não registam, em média, dificuldades em cumprir os limites de tempos exigidos regulamentarmente.

Os tempos médios de chegada ao local e de reparação demonstram não haver, em média, dificuldades no cumprimento dos prazos definidos no RQS.

4.8 VISITA COMBINADA

ENQUADRAMENTO

Existem operações⁵ ou solicitações que obrigam a uma deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente. Nestas situações é efetuada uma visita combinada para um determinado horário, num intervalo máximo de 2h30m. O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo CUR ou comercializador.

A avaliação do desempenho relativo à visita combinada é realizada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao cumprimento do intervalo acordado para a visita. Este indicador aplicava-se apenas aos ORD antes de 2014, tendo passado, com o

⁵Excluem-se as situações de leituras em roteiro (não extraordinárias) e as assistências técnicas.

novo RQS, a aplicar-se também aos CUR e aos comercializadores.

Caso o período acordado não seja cumprido, o cliente tem direito a uma compensação. No caso do incumprimento se dever ao cliente, por ausência deste na instalação, tem o ORD direito a receber uma compensação por parte do cliente.

Consagrou-se igualmente a possibilidade de desmarcar ou reagendar a visita, quer pela empresa quer pelo cliente, por um canal que garanta a tomada de conhecimento imediata da outra parte e até às 17h do dia útil anterior.

O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações. Nas situações de desmarcação ou reagendamento dentro do prazo, não existe direito a compensação.

CARACTERIZAÇÃO

OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O número de visitas combinadas reportadas pelos ORD em 2014 subiu 3% face a 2013. Recorde-se que os ORD já tinham, antes de 2014, obrigações de reporte da informação relativa às visitas combinadas e de cumprimento do indicador individual.

O quadro seguinte apresenta os valores anuais de visitas agendadas com os ORD em 2014.

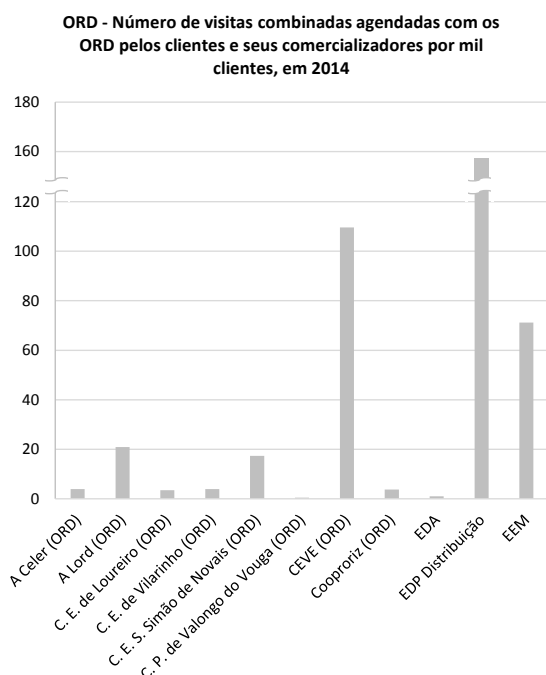
ORD - Número de visitas combinadas agendadas com os ORD pelos clientes e seus comercializadores

	2014
A Celer (ORD)	16
A Lord (ORD)	93
C. E. de Loureiro (ORD)	7
C. E. de Vilarinho (ORD)	6
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	57
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	1
CEVE (ORD)	977
CooprORIZ (ORD)	7
EDA	123
EDP Distribuição	956 825
EEM	10 118
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	968 230

Notas: A J. F. Cortes do Meio não teve ocorrências nos trimestres reportados. A E. Moreira de Cónegos não enviou informação.

O gráfico abaixo mostra os números de visitas agendadas com os ORD por cada mil clientes, permitindo comparar os valores entre empresas, independentemente da sua dimensão. Verifica-se que a EDP Distribuição se destaca

com um valor muito acima dos valores restantes.



Notas: ver notas do quadro.

No que respeita aos incumprimentos dos intervalos acordados para início de visitas combinadas, o quadro abaixo apresenta os números de incumprimentos dos ORD e os números de compensações pagas.

ORD - Número de incumprimentos do intervalo para início da visita combinada e de compensações pagas a clientes, em 2014

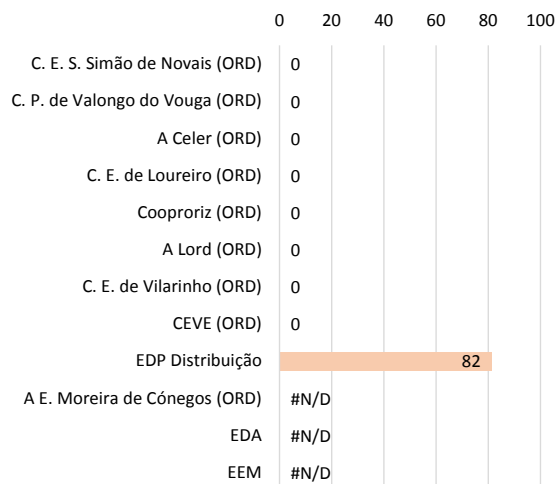
	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Celer (ORD)	0	0
A Lord (ORD)	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
CEVE (ORD)	0	0
Cooprорiz (ORD)	0	0
EDA	ND	ND
EDP Distribuição	78 029	281
EEM	ND	ND
Total Geral	78 029	281

Notas: ver notas do quadro anterior.

A EDA informou a ERSE de que não lhe é possível fornecer os números de incumprimentos nem de compensações pagas para 2014 mas que tal será possível para o ano de 2015.

Os números dos incumprimentos por cada mil visitas combinadas podem ser analisados no gráfico seguinte. Verifica-se que o valor mais elevado é o da EDP Distribuição, por outro lado, deve referir-se que é também esta a empresa com maior número de visitas agendadas por cada mil clientes (ver gráfico anterior).

ORD - Proporção de incumprimentos dos prazos de início da visita combinada, por cada mil visitas, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

O incumprimento por parte dos clientes, isto é, a sua ausência da respetiva instalação no momento em que o ORD comparece dentro do intervalo de tempo combinado, está representado no quadro seguinte, bem como o número de compensações cobradas a clientes.

ORD - Número de visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente e de compensações cobradas aos clientes através do respetivo comercializador, em 2014

	N.º de visitas não realizadas por ausência do cliente	N.º de compensações cobradas a clientes
A Celer (ORD)	0	0
A Lord (ORD)	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
CEVE (ORD)	0	0
Cooprорiz (ORD)	0	0
EDA	ND	ND
EDP Distribuição	159	329
Total Geral	159	329

Notas: ver notas do quadro anterior.

O número de incumprimentos por parte dos clientes é muito mais baixo em 2014 do que em

anos anteriores (147 mil em 2013, 96 mil em 2012). Sobre esta diferença a EDP Distribuição, empresa que sempre registou o maior número de incumprimentos por parte de clientes, informou a ERSE de que em anos anteriores eram classificadas como "ausência de cliente" as situações que não permitiam a execução das ordens de serviço por facto imputável ao cliente. Nesta classificação eram consideradas as seguintes situações: impreparação da instalação, erro na identificação do local e necessidade de outras intervenções suplementares não previstas.

O número de compensações cobradas aos clientes pela EDP Distribuição é superior ao número de incumprimentos por parte dos clientes. A este respeito a empresa informou que a diferença se deve a cobranças de compensações referentes a períodos anteriores.

CUR E COMERCIALIZADORES

Neste primeiro ano de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR verificam-se ainda algumas lacunas nos dados enviados. Como consequência existe uma grande diferença entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de

visitas combinadas reportadas pelos comercializadores e CUR. O quadro seguinte apresenta os totais de visitas agendadas pelos clientes junto dos seus comercializadores ou CUR, de acordo com os reportes destes.

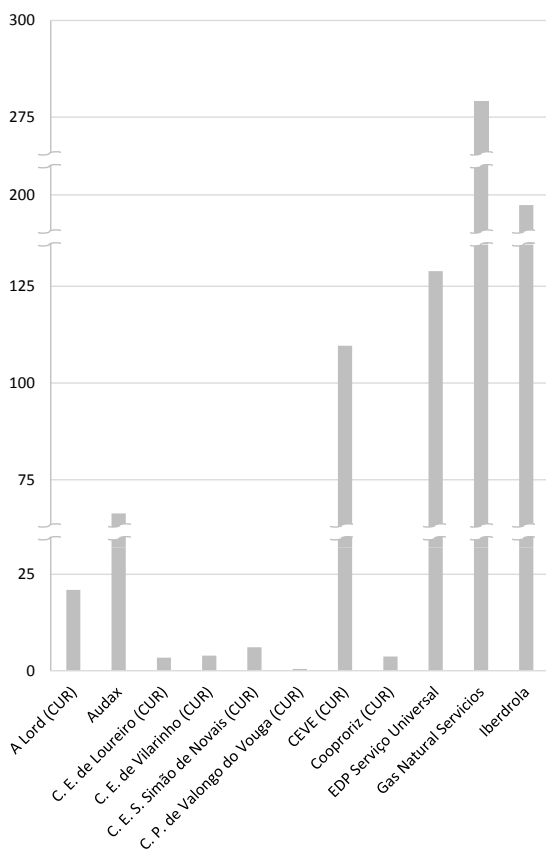
Comercializadores e CUR - Número de visitas combinadas agendadas pelos clientes com os seus comercializadores

	2014
A Celer (CUR)	0
A Lord (CUR)	93
Audax	236
C. E. de Loureiro (CUR)	7
C. E. de Vilarinho (CUR)	6
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	20
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1
CEVE (CUR)	977
Coopriz (CUR)	7
EDP Serviço Universal	324 947
Gas Natural Servicios	10 377
Iberdrola	13 869
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
Total Geral	350 540

Notas: A J. F. Cortes do Meio não teve ocorrências. A E. Moreira de Cónegos, a Axpo, a EDP Comercial, a Enat, a Endesa, a Enforresco, a Fortia, a Galp Power, a Gas Natural Comercializadora e a Goldenergy não enviaram esta informação.

O gráfico seguinte apresenta o número de visitas agendadas junto dos comercializadores ou CUR, por cada mil clientes, de forma a facilitar a comparação entre empresas.

Comercializadores e CUR - Número de visitas combinadas agendadas pelos clientes com os seus comercializadores por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

Para a análise dos incumprimentos dos intervalos acordados para início de visitas combinadas, o quadro abaixo apresenta os números de incumprimentos reportados pelos CUR e pelos comercializadores, bem como os números de compensações pagas a clientes.

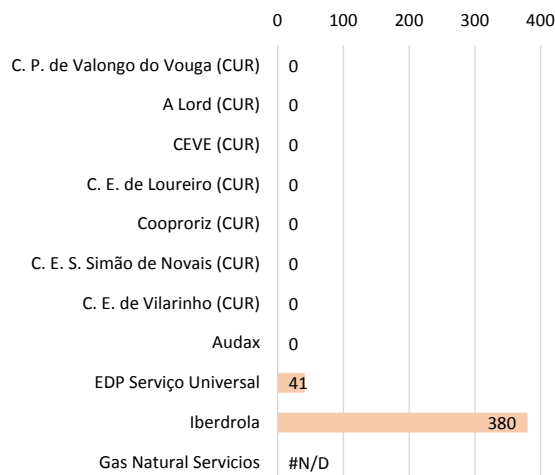
Comercializadores e CUR - Número de incumprimentos do intervalo para início da visita combinada e de compensações pagas a clientes, em 2014

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Lord (CUR)	0	0
Audax	0	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0
CEVE (CUR)	0	0
Cooproriz (CUR)	0	0
EDP Serviço Universal	13 421	309
Gas Natural Servicios	ND	ND
Iberdrola	5 275	14
Total Geral	18 696	323

Notas: ver notas do quadro anterior.

De forma a permitir a comparação entre empresas, o gráfico seguinte apresenta os incumprimentos dos comercializadores e dos CUR por cada mil visitas, em 2014.

Comercializadores e CUR - Proporção de incumprimentos dos prazos de início da visita combinada, por cada mil visitas, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

Os incumprimentos da parte dos clientes reportados pelos comercializadores e CUR estão coligidos no quadro seguinte.

Comercializadores e CUR - Número de visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente e de compensações cobradas a clientes, em 2014

	N.º de visitas não realizadas por ausência do cliente	N.º de compensações cobradas a clientes
A Lord (CUR)	0	0
Audax	31	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0
CEVE (CUR)	0	0
Cooproriz (CUR)	0	0
EDP Serviço Universal	80	99
Gas Natural Servicios	ND	0
Iberdrola	2 017	8
Total Geral	2 128	107

Notas: ver notas do quadro anterior.

A EDP Serviço Universal cobrou um número de compensações superior ao número de incumprimentos por parte dos clientes. A este respeito a empresa informou que esta diferença se deve à cobrança de compensações referentes a períodos anteriores.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O número de visitas combinadas reportadas pelos ORD em 2014 subiu 3% face a 2013.

O número de incumprimentos por parte dos clientes é muito mais baixo em 2014 do que em anos anteriores. A diferença deve-se ao facto de, em anos anteriores, serem classificadas como "ausência de cliente" outras situações que não permitiam a execução das visitas por facto imputável ao cliente.

Neste primeiro ano de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR verificam-se ainda algumas lacunas nos dados enviados. Como consequência existe uma grande diferença entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas combinadas reportadas pelos comercializadores e CUR.

4.9 FREQUÊNCIA DA LEITURA DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

ENQUADRAMENTO

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

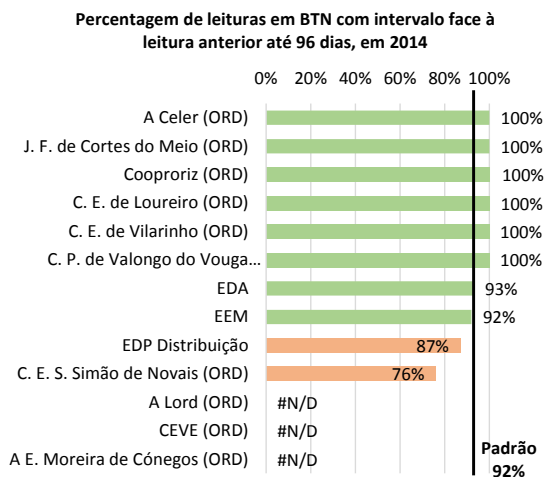
Com o novo RQS foi definido um indicador geral, e um padrão para o seu cumprimento, aplicável a todo o território nacional. O indicador geral relativo à frequência de leitura dos equipamentos de medição consiste no

quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras. É aplicável a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da acessibilidade, e toma em consideração quer as leituras diretas dos ORD quer as comunicadas pelos clientes.

Os ORD devem garantir que, anualmente, o valor do indicador é igual ou superior ao padrão de 92%.

CARACTERIZAÇÃO

O gráfico seguinte apresenta o desempenho dos ORD no que respeita ao indicador geral relativo à frequência de leituras.



Notas: A Lord e a CEVE não apresentaram informação suficiente para o cálculo do indicador. A E. Moreira de Cónegos não apresentou qualquer informação.

Neste primeiro ano de aplicação deste indicador geral, constata-se que cinco dos 13 ORD cumpriram o padrão.

A análise da proporção de leituras dos ORD, leituras dos clientes (ou dos respetivos

comercializadores) e estimativas, visível no quadro seguinte, mostra que, de uma forma geral, os ORD de menor dimensão⁶ têm maior facilidade de serem os próprios a recolher a maior parte das leituras e menor necessidade de utilizar estimativas para a faturação.

Percentagem de leituras realizadas pelo ORD, de leituras fornecidas pelos clientes e seus comercializadores e de estimativas utilizadas para faturação, em BTN, em 2014

	Leituras ORD	Leituras de clientes	Estimativas
A Celer (ORD)	99%	0%	1%
A E. Moreira de Cónegos (ORD)	ND	ND	ND
A Lord (ORD)	53%	11%	36%
C. E. de Loureiro (ORD)	82%	1%	17%
C. E. de Vilarinho (ORD)	96%	0%	4%
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	82%	15%	2%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	96%	1%	3%
CEVE (ORD)	92%	3%	5%
Cooprtriz (ORD)	98%	0%	2%
EDA	29%	16%	55%
EDP Distribuição	31%	11%	58%
EEM	29%	8%	63%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	99%	1%	0%

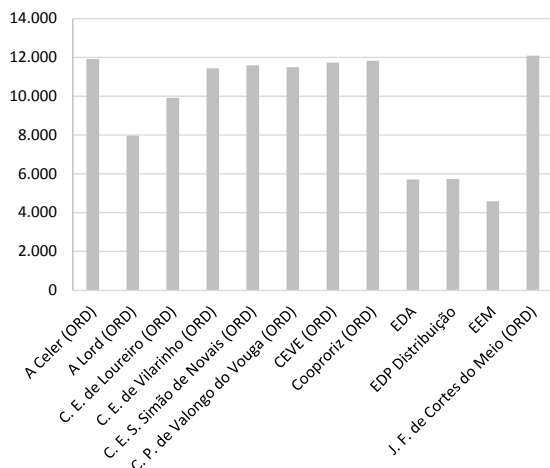
Notas: ver notas do gráfico.

O número de leituras efetuadas (ORD e clientes) aumentou de 30,8 milhões em 2013 para 36,5 milhões em 2014 (18%). O número de estimativas também aumentou, de 46,9 milhões para 50,3 milhões (7%).

⁶ Ver o capítulo “Breve caracterização do sistema nacional de eletricidade”.

O gráfico seguinte apresenta os totais de leituras, por ORD, por cada mil clientes.

Número de leituras realizadas pelo ORD e de leituras comunicadas pelos clientes e seus comercializadores, em BTN, por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do gráfico.

Verifica-se que a EDA, a EDP Distribuição e a EEM, os ORD de maiores dimensões, se

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Oito dos ORD cumpriram o padrão deste novo indicador geral. A ERSE recomenda que os restantes ORD envidem todos os esforços de forma a rapidamente passarem a cumpri-lo.

A informação recolhida indica que os ORD de menor dimensão têm maior facilidade não só de realizar e obter leituras com maior frequência

destacam dos restantes por terem números mais reduzidos de leituras por cada mil clientes do que os restantes ORD, indicando que estes últimos têm maior facilidade em realizar e obter leituras com maior frequência.

como também de serem os próprios a recolher a maior parte das leituras e, por consequência, menor necessidade de utilizar estimativas para a faturação.

4.10 RESTABELECIMENTO 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. A diligência dos ORD, CUR e comercializadores no restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente é avaliada por um indicador individual, que determina que, após o momento da regularização da situação que originou a interrupção, o cliente tem direito a ter o seu fornecimento restabelecido dentro de determinados prazos. O novo RQS fixou os seguintes prazos:

- Doze horas para clientes BTN;

- Oito horas para os restantes clientes;
- Quatro horas caso o cliente pague o serviço de restabelecimento urgente.

A contagem destes prazos suspende-se entre as 24h00 e as 8h00.

O incumprimento do prazo de restabelecimento do fornecimento confere ao cliente o direito de compensação no valor de 20 euros.

A partir de 2014 as obrigações relativas a este tema passaram, com o novo RQS, também a aplicar-se aos CUR e aos comercializadores.

CARACTERIZAÇÃO

OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta os totais de 2014, por ORD, de solicitações de restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.

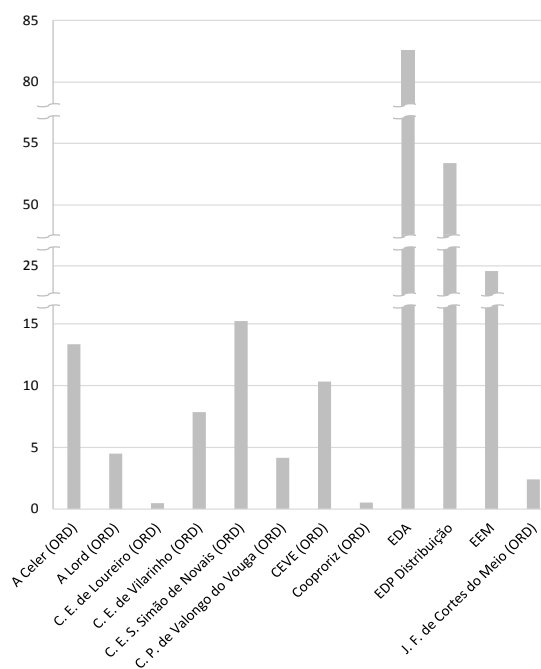
ORD - Número de solicitações para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

	2014
A Celer (ORD)	55
A Lord (ORD)	20
C. E. de Loureiro (ORD)	1
C. E. de Vilarinho (ORD)	12
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	50
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	9
CEVE (ORD)	92
Cooprорriz (ORD)	1
EDA	10 065
EDP Distribuição	324 659
EEM	3 493
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	1
Total Geral	338 458

Notas: A E. Moreira de Cónegos não enviou informação.

O gráfico abaixo apresenta as solicitações de restabelecimento por cada mil clientes.

ORD - Número de solicitações para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

Destacam-se a EDA e a EDP Distribuição pelos valores marcadamente acima dos restantes.

Relativamente aos incumprimentos, o quadro seguinte apresenta o número, por ORD, de situações em que as empresas não respeitaram os prazos máximos estabelecidos, bem como os totais de compensações pagas aos clientes.

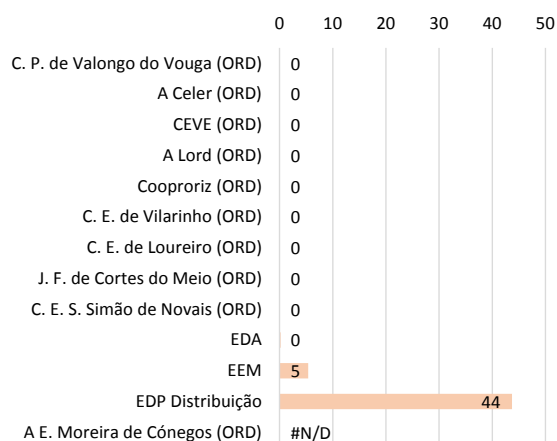
ORD - Número de incumprimentos dos prazos de restabelecimento e de compensações pagas a clientes, em 2014

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Celer (ORD)	0	0
A Lord (ORD)	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
CEVE (ORD)	0	0
Cooprорiz (ORD)	0	0
EDA	2	0
EDP Distribuição	14 185	3 837
EEM	19	11
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0	0
Total Geral	14 206	3 848

Notas: ver notas do quadro anterior.

O gráfico abaixo ilustra o número de incumprimentos dos prazos estabelecidos, por ORD, por cada mil restabelecimentos.

ORD - Proporção de incumprimentos dos prazos de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, por cada mil restabelecimentos, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

Globalmente, o número destes incumprimentos aumentou de 3,5 para 42 por cada mil restabelecimentos. Sendo a EDP Distribuição o ORD de maior dimensão, este aumento deveu-se principalmente ao aumento do número de incumprimentos da EDP Distribuição. Para a análise deste aumento é pertinente recordar que o RQS em vigor até 2013 estabelecia um prazo diferente para o restabelecimento do fornecimento de clientes em BTN e BTE, nomeadamente, “até às 17 horas do dia útil seguinte”⁷ ao momento de regularização da situação.

Verificou-se, em 2014, o restabelecimento do fornecimento de 77% das interrupções realizadas. Este valor em 2013 foi de 75%.

Registou-se um aumento de 6% no número de restabelecimentos efetuados face ao ano anterior.

Os clientes solicitaram restabelecimento urgente do fornecimento em 4,3% das situações, valor que em 2013 foi de 2,6%.

CUR E COMERCIALIZADORES

O quadro seguinte apresenta os valores anuais, por empresa, de restabelecimentos solicitados pelos respetivos clientes.

⁷ Alínea a) do número 2 do artigo 38.º do Despacho n.º 5255/2006, de 8 de março.

Comercializadores e CUR - Número de solicitações para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

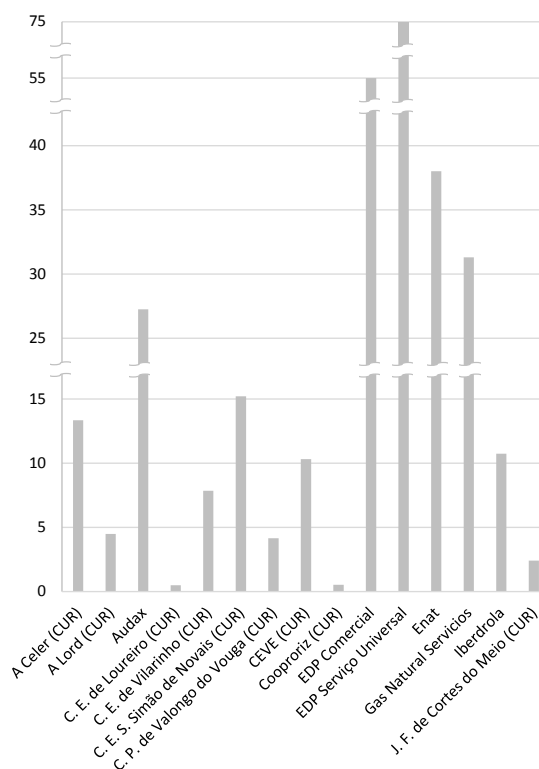
	2014
A Celer (CUR)	55
A Lord (CUR)	20
Audax	97
C. E. de Loureiro (CUR)	1
C. E. de Vilarinho (CUR)	12
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	50
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	9
CEVE (CUR)	92
Cooprорiz (CUR)	1
EDP Comercial	168 073
EDP Serviço Universal	187 919
Enat	124
Gas Natural Servicios	1 163
Iberdrola	755
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	1
Total Geral	358 372

Notas: A Galp Power informou não dispor desta informação A E. Moreira de Cónegos, a Axpо, a Enforcesco, a Fortia, a Gas Natural Comercializadora e a Goldenergy não enviaram informação.

O número de restabelecimentos reportado pelos CUR e comercializadores é superior ao número reportado pelos ORD em 19 914. Esta diferença deverá estar nos valores não reportados pelos CUR e comercializadores que não enviaram esta informação. No entanto, sem os referidos valores, não é possível garantir que assim seja.

No gráfico seguinte podem observar-se os valores de restabelecimentos por cada mil clientes, por empresa.

Comercializadores e CUR - Número de solicitações para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente por mil clientes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

A EDP Serviço Universal e a EDP Comercial destacam-se das restantes empresas por apresentarem valores bastante mais elevados de restabelecimentos por cliente.

No que diz respeito aos incumprimentos, o quadro seguinte apresenta os totais, por empresa, reportados em 2014, bem como as compensações pagas aos clientes.

Comercializadores e CUR - Número de incumprimentos dos prazos de restabelecimento e de compensações pagas a clientes, em 2014

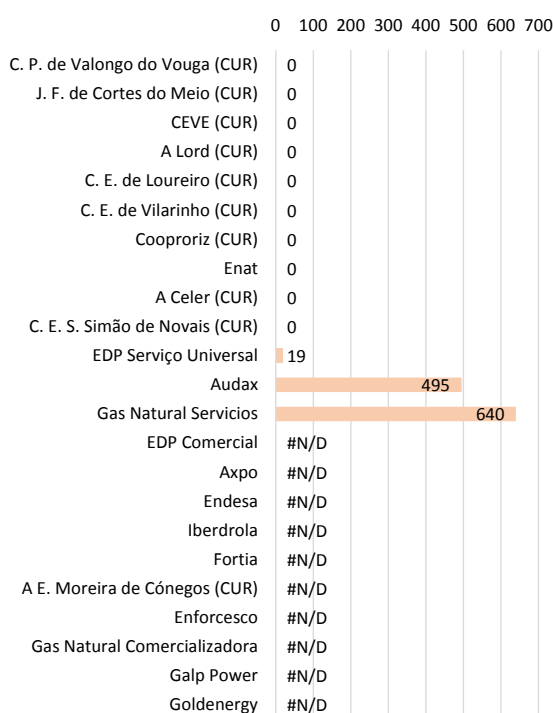
	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Celer (CUR)	0	0
A Lord (CUR)	0	0
Audax	48	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0
CEVE (CUR)	0	0
Cooprорiz (CUR)	0	0
EDP Comercial	ND	1 780
EDP Serviço Universal	3 477	2 597
Enat	0	0
Gas Natural Servicios	744	0
Iberdrola	ND	24
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0	0
Total Geral	4 269	4 401

Notas: ver notas do quadro anterior.

Verifica-se a ocorrência de dificuldades por parte dos comercializadores em fornecerem os dados obrigatórios para a verificação do cumprimento deste indicador individual e que existem atrasos no pagamento de compensações aos clientes. Recorde-se que existe sempre uma diferença entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas devido ao tempo entre a origem do direito à compensação e o momento do pagamento da compensação e devido a situações de exclusão do pagamento de compensações. Porém, as empresas devem procurar diminuir estas diferenças.

Para uma comparação do desempenho das diversas empresas apresenta-se o gráfico seguinte, que contém os incumprimentos dos prazos, por empresa, por cada mil restabelecimentos.

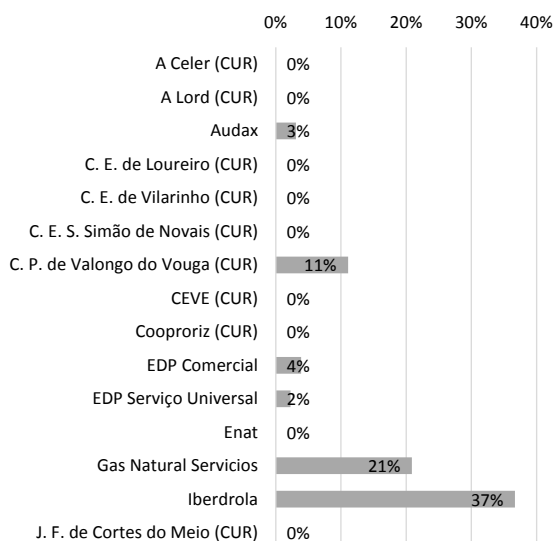
Comercializadores e CUR - Proporção de incumprimentos dos prazos de restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, por cada mil restabelecimentos, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

As percentagens de solicitação de restabelecimentos urgentes são visíveis no gráfico abaixo.

Comercializadores e CUR - Percentagem de restabelecimentos urgentes, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Existem comercializadores cujos sistemas de informação ainda não estão, neste primeiro ano de reporte, capazes de reportar os dados obrigatórios sobre os incumprimentos e pagamento das respectivas compensações. Estes dados são essenciais para verificar o cumprimento do RQS nesta matéria, pelo que a

ERSE recomenda aos comercializadores que envidem todos os esforços para obterem estes dados o mais rapidamente possível.

4.11 RECLAMAÇÕES

ENQUADRAMENTO

2014 é o primeiro ano em que, de acordo com o novo RQS, as obrigações relativas a este tema que já eram aplicadas aos ORD e CUR, passam também a aplicar-se aos comercializadores. O novo RQS também uniformizou as obrigações relativas a este tema para todo o país.

Para o ORT, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador geral que corresponde ao tempo médio de resposta e para o qual não está definido um padrão.

Para os ORD, os CUR e os comercializadores, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, relativo ao prazo de resposta, e respetivos padrões.

Os padrões aplicáveis são os seguintes:

- Para os ORD e para os CUR, 15 dias úteis.

- Para os comercializadores, o prazo estabelecido contratualmente com cada cliente.

Sempre que não consigam cumprir estes prazos, as empresas devem enviar ao reclamante uma comunicação intercalar contendo: diligências efetuadas, factos que impediram o cumprimento, prazo expectável de resposta e pessoa para contacto (se possível).

O incumprimento dos prazos de resposta, do prazo expectável de resposta ou do conteúdo da comunicação intercalar confere ao cliente o direito de compensação. O valor da compensação para os CUR e os ORD é de 20 euros. Para os comercializadores este valor é estabelecido contratualmente com cada cliente.

CARACTERIZAÇÃO

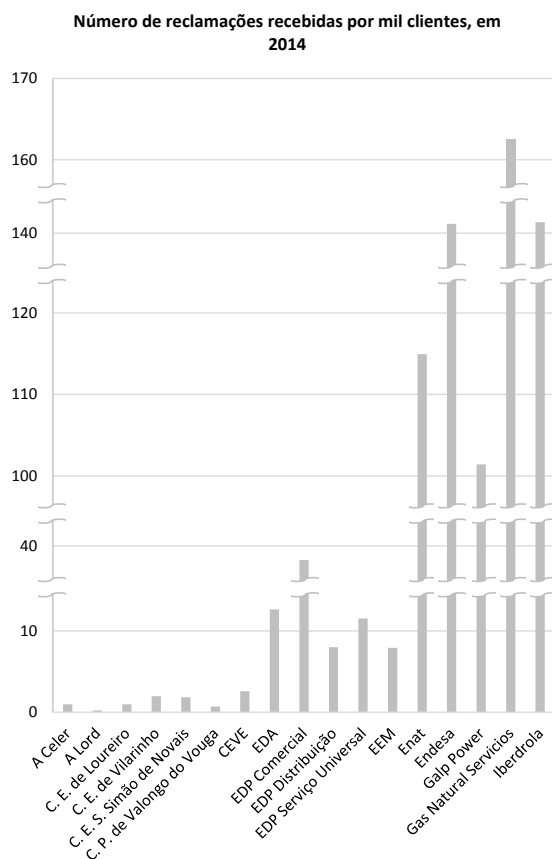
ORD, CUR E COMERCIALIZADORES

O quadro seguinte apresenta o número de reclamações recebidas por empresa.

Número de reclamações recebidas	
	2014
A Celer (CUR)	2
A Celer (ORD)	6
A Lord	1
Audax	144
C. E. de Loureiro	2
C. E. de Vilarinho (CUR)	10
C. E. de Vilarinho (ORD)	1
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	6
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2
CEVE	23
Coopriz	0
EDA	1 539
EDP Comercial	116 956
EDP Distribuição	48 638
EDP Serviço Universal	29 029
EEM	1 124
Enat	375
Endesa	22 462
Galp Power	19 086
Gas Natural Servicios	6 039
Iberdrola	9 933
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	255 379

Notas: A E. Moreira de Cónegos, a Axpo, a Enforresco, a Fortia e a Goldenergy não enviaram informação.

O número de reclamações por cada mil clientes, por empresa, é apresentado no gráfico abaixo.



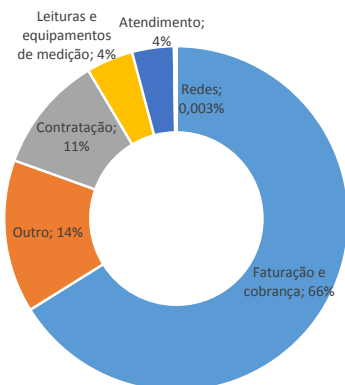
Notas: ver notas do quadro.

Destacam-se os comercializadores em regime de mercado de maior dimensão⁸, pelos valores claramente acima das restantes empresas.

O gráfico seguinte apresenta a distribuição dos assuntos das reclamações no conjunto dos comercializadores e CUR.

⁸ Ver o capítulo “Breve caracterização do sistema nacional de eletricidade”.

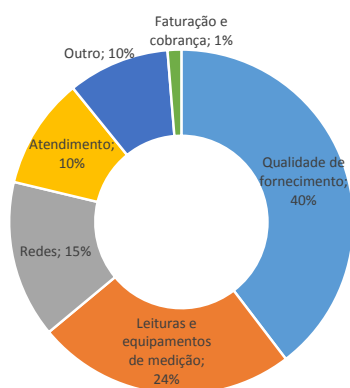
Comercializadores e CUR



Notas: ver notas do quadro.

A distribuição dos assuntos das reclamações no conjunto dos ORD é visível no gráfico abaixo.

ORD



Notas: ver notas do quadro.

O quadro seguinte apresenta os tempos médios de resposta a reclamações, por empresa.

Tempo médio de resposta a reclamações, em dias úteis

	2014
Audax	0,9
C. E. de Loureiro (ORD)	1,0
C. E. de Loureiro	1,0
Enat	1,5
A Lord	2,0
A Lord (ORD)	2,0
EEM	2,3
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2,5
C. E. de Vilarinho (CUR)	3,7
A Celer (CUR)	4,0
C. E. de Vilarinho (ORD)	4,0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	4,0
EDP Serviço Universal	4,7
CEVE (ORD)	5,0
CEVE	5,0
EDA	5,0
Endesa	6,1
A Celer (ORD)	6,7
EDP Comercial	7,4
EDP Distribuição	7,7
Galp Power	7,7
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	15,0
Iberdrola	35,1
Gas Natural Servicios	ND

Notas: ver notas do quadro anterior.

Destacam-se, negativamente, A C. P. de Valongo do Vouga (vertente CUR) e a Iberdrola, pelos valores claramente mais elevados que os restantes.

Globalmente, o tempo médio de resposta a reclamações foi de 8 dias úteis.

No que respeita ao cumprimento do indicador individual relativo ao prazo de resposta, o quadro seguinte apresenta os totais de incumprimentos por empresa, bem como as compensações pagas a clientes.

Número de incumprimentos dos prazos de resposta a reclamações e de compensações pagas a clientes

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0
A Celer (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
Audax	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
A Celer (CUR)	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
Enat	0	0
A Lord (ORD)	0	0
A Lord	0	0
CEVE (ORD)	1	0
CEVE	1	0
EEM	8	1
EDA	14	0
EDP Serviço Universal	215	202
EDP Distribuição	1 063	936
EDP Comercial	1 748	1 375
Gas Natural Servicios	2 344	0
Endesa	2 687	0
Iberdrola	5 135	0
Galp Power	7 320	0
Total Geral	20 536	2 514

Notas: ver notas do quadro anterior.

Verifica-se que os quatro últimos comercializadores constantes do quadro acima não pagaram as compensações devidas. As restantes empresas apresentam um nível de pagamento de compensações muito próximo da dimensão de incumprimentos. De mencionar que ocorre sempre uma diferença entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas devido ao tempo entre o momento em que ocorre a situação que deu origem ao direito à compensação e o momento do pagamento da compensação, e devido a situações de exclusão do pagamento de compensações.

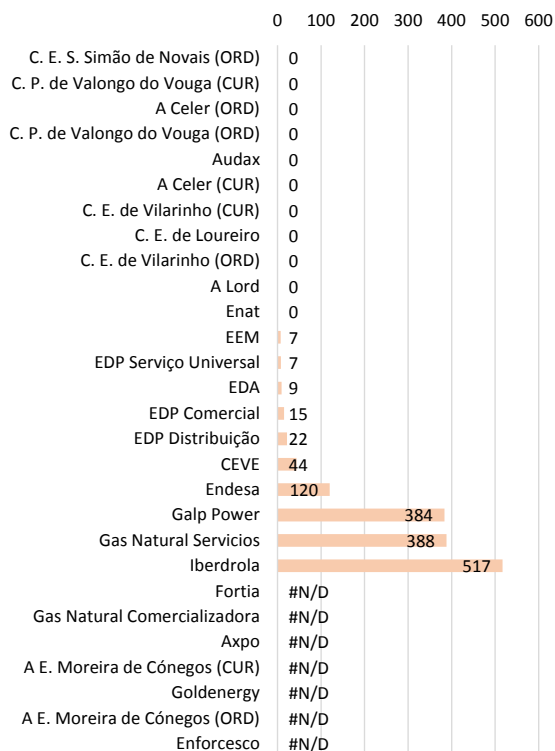
Globalmente, o número de incumprimentos representou, em 2014, 8% do número de reclamações recebidas.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os assuntos mais reclamados são a “faturação e cobrança”, para os comercializadores e os CUR, e a “qualidade do fornecimento”, para os

O gráfico seguinte apresenta, para comparação entre empresas, os incumprimentos por cada mil reclamações.

Proporção de incumprimentos dos prazos de resposta por cada mil reclamações, em 2014



Notas: ver notas do quadro.

OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), operador da rede de transporte, registou 50 reclamações em 2014, tendo respondido a todas. O tempo médio de resposta foi de 17 dias úteis. O tema com maior número de reclamações foi “Instruções de despacho” (25), seguido de “Arranques” (9) e “Banda” (8).

ORD. Para o ORD o mais reclamado foi “Instruções de despacho”.

Os comercializadores de mercado de maior dimensão destacam-se pelo elevado número de reclamações por mil clientes.

Globalmente, o número de incumprimentos representou, em 2014, 8% do número de reclamações recebidas.

O não pagamento de qualquer das compensações devidas pelas empresas constitui um grave incumprimento regulamentar sobre o qual a ERSE não deixará de atuar.

4.12 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

ENQUADRAMENTO

O ORT, os ORD, os CUR e os comercializadores devem responder a todos os pedidos de informação que lhes sejam dirigidos, independentemente da forma de apresentação.

Na sequência da entrada em vigor do novo RQS, 2014 é o primeiro ano em que as obrigações relativas a este tema, que já eram aplicadas aos ORD e CUR, passam também a aplicar-se aos comercializadores.

Outra alteração decorrente do novo RQS consiste na separação entre pedidos de informação apresentados por escrito e restantes pedidos de informação.

Para o ORT, o desempenho na resposta a pedidos de informação apresentados por escrito é avaliado através de um indicador geral, que

corresponde ao tempo médio de resposta, e para o qual não está definido um padrão.

Para as restantes entidades acima mencionadas, o desempenho é avaliado através de um indicador geral que consiste no quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito cujo prazo de resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação. O padrão a cumprir é de 90%.

No âmbito do regime dos *call centres*, os pedidos de informação apresentados por telefone que não tenham resposta imediata devem ser respondidos num prazo de três dias úteis.

CARACTERIZAÇÃO

ORD, CUR E COMERCIALIZADORES

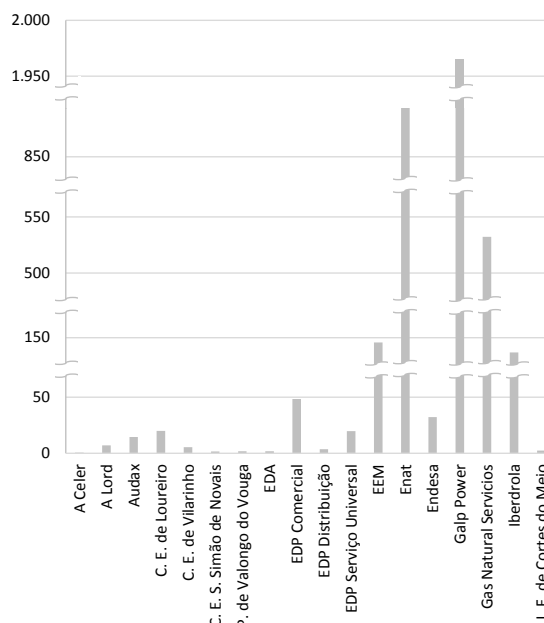
O quadro seguinte apresenta os totais, por empresa, de pedidos de informação por escrito recebidos em 2014.

Número de pedidos de informação por escrito recebidos	
	2014
A Celer (CUR)	3
A Celer (ORD)	0
A Lord (CUR)	42
A Lord (ORD)	22
Audax	52
C. E. de Loureiro	41
C. E. de Vilarinho (CUR)	10
C. E. de Vilarinho (ORD)	7
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	6
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	5
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	6
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2
CEVE (CUR)	0
CEVE (ORD)	0
Cooprорiz (CUR)	0
Cooprорiz (ORD)	0
EDA	224
EDP Comercial	148 395
EDP Distribuição	22 199
EDP Serviço Universal	50 054
EEM	20 714
Enat	2 918
Endesa	5 151
Galp Power	369 797
Gas Natural Servicios	19 782
Iberdrola	9 626
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	1
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	649 057

Notas: A Eléctrica de Moreira de Cónegos não enviou informação.

No gráfico seguinte pode observar-se o número de pedidos de informação por escrito recebidos, por empresa, por cada mil clientes.

Número de pedidos de informação por escrito recebidos por mil clientes, em 2014

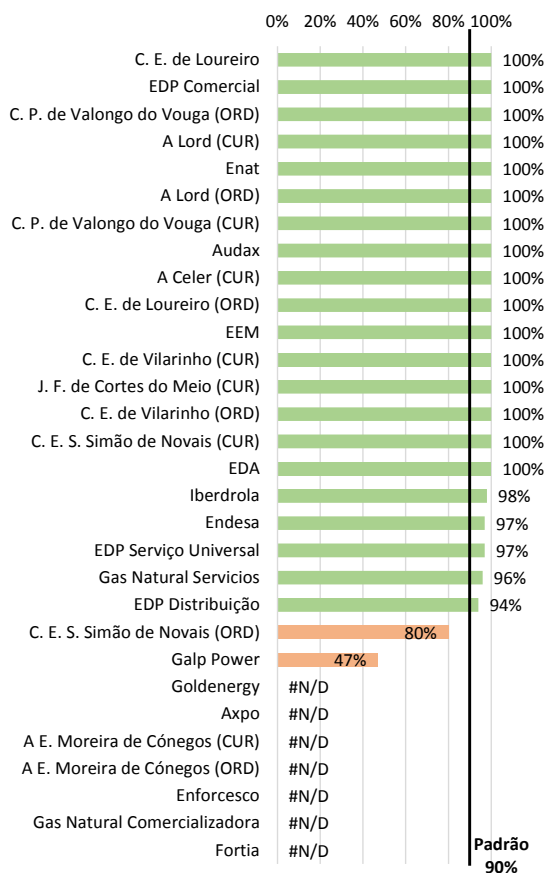


Notas: Ver notas do quadro.

Destaca-se o valor, claramente acima dos restantes, da Galp Power, mas que deve ser analisado tendo em conta que a empresa reportou o conjunto total de clientes, não separando os clientes apenas de eletricidade dos restantes (gás natural e duais).

Quanto ao cumprimento do padrão do indicador geral relativo à resposta a pedidos de informação escritos, o gráfico seguinte permite avaliar o desempenho das empresas registado em 2014.

Percentagem de pedidos de informação por escrito com resposta até 15 dias úteis, em 2014



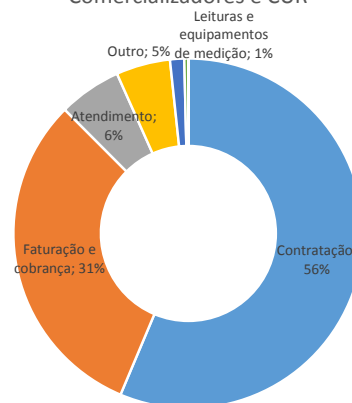
Notas: Ver notas do quadro.

Das empresas que apresentaram informação completa à ERSE apenas duas não cumpriram o padrão do indicador geral.

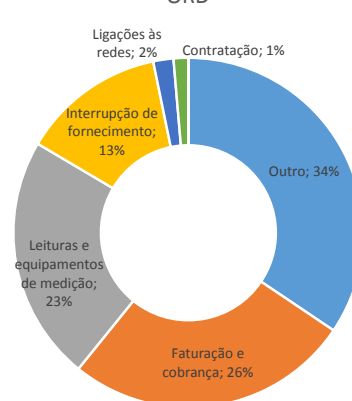
Não é possível comparar o número de pedidos de informação recebidos por escrito com anos anteriores, uma vez que esta separação no reporte não era obrigatória antes de 2014.

Os principais temas dos pedidos de informação aos comercializadores e CUR foram a faturação e cobrança e a contratação, que totalizaram 90% dos pedidos. Nos ORD verifica-se uma maior dispersão dos temas, como se pode verificar nos gráficos seguintes.

Comercializadores e CUR



ORD



Notas: Ver notas do quadro.

O quadro seguinte apresenta os tempos médios de resposta a pedidos de informação por escrito, por empresa.

Tempo médio de resposta a pedidos de informação por escrito, em dias úteis

	2014
EEM	0,2
A Celer (CUR)	1,0
EDP Serviço Universal	1,0
EDA	1,1
Audax	1,2
EDP Comercial	1,2
A Lord (CUR)	1,2
Enat	1,3
A Lord (ORD)	1,5
Iberdrola	1,6
Endesa	2,5
EDP Distribuição	2,9
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	3,0
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	3,0
C. E. de Loureiro (ORD)	3,7
C. E. de Loureiro	3,7
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	4,0
C. E. de Vilarinho (CUR)	4,2
Gas Natural Servicios	5,0
Galp Power	5,9
C. E. de Vilarinho (ORD)	6,1
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	6,8
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	7,6

Notas: Ver notas do quadro anterior.

Globalmente, o tempo médio de resposta a pedidos de informação por escrito foi de 3 dias úteis.

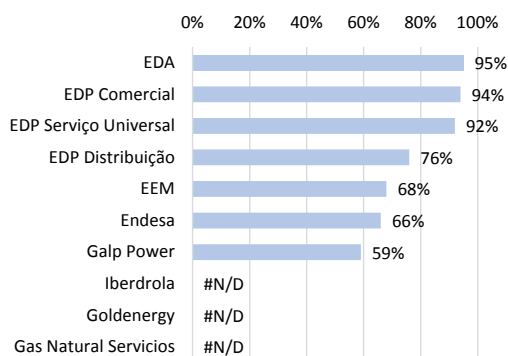
REGIME DOS CALL CENTERS

No que respeita às obrigações decorrentes do regime dos *call centers*, as empresas para as quais estas obrigações se aplicam apresentam desempenhos bastante diferenciados, entre os 95% e os 57%.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apenas duas das empresas não cumpriram o padrão do indicador geral relativo aos pedidos de informação recebidos por escrito.

Percentagem de pedidos de informação, recebidos no centro de atendimento, de resposta não imediata posteriormente respondidos dentro do prazo, em 2014



Notas: Ver notas do quadro.

O quadro seguinte apresenta os totais por empresa de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico.

Número de pedidos de informação apresentados no atendimento telefónico de relacionamento (call center)

	2014
EDA	50 060
EDP Comercial	2 595 450
EDP Distribuição	156 765
EDP Serviço Universal	1 107 970
EEM	18 573
Endesa	38 972
Galp Power	269 709
Gas Natural Servicios	0
Iberdrola	52 554
Total Geral	4 290 053

Notas: Ver notas do quadro anterior.

OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN registou 138 pedidos de informação em 2014, tendo respondido a todos. O tempo médio de resposta foi de 9 dias úteis. O tema principal foi "Instruções de despacho" (37), seguido de assuntos relacionados com a designação de banda extraordinária ou com troca de banda (17) e "Arranques" (11).

No que respeita às obrigações decorrentes do regime dos *call centers*, verificam-se desempenhos bastante diferenciados, entre os 95% e os 57%. A ERSE recomenda às

empresas que procurem rapidamente melhorar os seus desempenhos nesta matéria, tendo em consideração a importância da comunicação direta com os seus clientes.

4.13 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

ENQUADRAMENTO

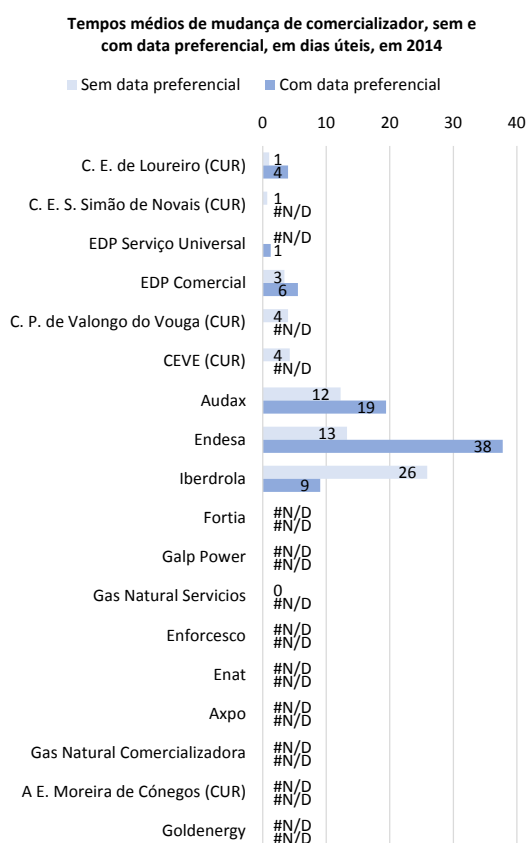
Com a publicação do novo RQS, a mudança de comercializador passou a ser avaliada sob o ponto de vista da real perceção do cliente, monitorizando o desempenho do comercializador e não da plataforma logística, como anteriormente. Assim, o desempenho dos CUR e dos comercializadores relativamente à mudança de comercializador é avaliado por dois indicadores gerais, baseados nos tempos médios dos processos de mudança efetivamente concretizados.

Um dos indicadores consiste no tempo médio com data preferencial e o outro consiste no

tempo médio sem data preferencial, isto é, respetivamente, o tempo médio de mudança nas situações em que o cliente e o novo comercializador indiquem uma data da sua preferência para a realização da mudança e o tempo médio de mudança nas restantes situações.

O RRC estabelece que a mudança de comercializador não deve ter encargos para os clientes e que deve ocorrer dentro de um período de três semanas, contadas desde a data do pedido de mudança, a não ser nas situações de data preferencial.

CARACTERIZAÇÃO



A Celer, A Lord, a Audax, a C. E. de Vilarinho, a Cooproriz e a J. F. de Cortes do Meio registaram a não ocorrência de mudanças de comercializador em 2014.

Verifica-se que apenas três das empresas enviaram a informação necessária para o cálculo de ambos os indicadores. A Iberdrola é a única a registar um tempo médio de mudança sem data preferencial acima dos 15 dias úteis (três semanas) especificados pelo RRC.

A informação obtida pela ERSE no âmbito da monitorização do mercado liberalizado⁹ não distingue entre mudanças com e sem data preferencial mas permite constatar que ocorreram, globalmente, 1,6 milhões de mudanças de comercializador em 2014.

O quadro acima apresenta os tempos médios de mudança de comercializador, sem e com data preferencial, por empresa.

⁹ Consultar os [relatórios mensais do mercado liberalizado de eletricidade](#) no portal [ERSE](#).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No primeiro ano de análise da informação das empresas sobre este tema constata-se que apenas cinco reportaram todos os dados necessários para a avaliação dos seus desempenhos.

A falta de informação impede também uma visão geral dos tempos médios de mudança com e sem data preferencial de todo o setor.

A ERSE recorda às empresas em falta que o não envio desta informação constitui um incumprimento regulamentar.

4.14 SITUAÇÕES DE EXCLUSÃO DO PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

ENQUADRAMENTO

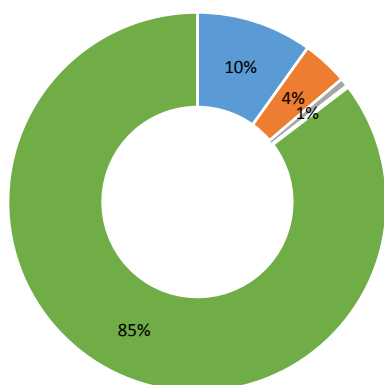
O incumprimento de padrões individuais pelas empresas confere aos clientes o direito de compensação. Existem, porém, situações em que as empresas não estão obrigadas ao pagamento de compensações, nomeadamente:

- Eventos excepcionais.
- Impossibilidade de acesso à instalação do cliente quando tal seja indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade.
- Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações.

- Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações.
- Instalações de utilização eventuais.
- Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir ao prestador de serviço o desenvolvimento das ações necessárias ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.

CARACTERIZAÇÃO

Situações de exclusão, em 2014



- Não disponibilização pelo cliente de informação indispensável
- Impossibilidade de aceder à instalação do cliente, quando acesso indispensável
- Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos
- Instalações de utilização eventuais
- Eventos excepcionais
- Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir o cumprimento dos padrões

O quadro seguinte apresenta os totais reportados, por empresa, de situações de exclusão do pagamento de compensações.

O gráfico acima ilustra a distribuição das razões invocadas para o não pagamento justificado de compensações.

Número de situações de exclusão do pagamento de compensações

	2014
A Celer (CUR)	0
A Celer (ORD)	0
A Lord (CUR)	0
A Lord (ORD)	0
Audax	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0
C. E. de Loureiro (ORD)	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0
CEVE (CUR)	0
CEVE (ORD)	0
Coopriz (CUR)	0
Coopriz (ORD)	0
EDA	24
EDP Comercial	115
EDP Distribuição	962
EDP Serviço Universal	588
EEM	10
Enat	0
Endesa	0
Galp Power	0
Gas Natural Servicios	0
Iberdrola	0
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	1 699

Em 2014 o número de exclusões de pagamento de compensações representou menos de 1% do total de incumprimentos.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O número de situações de exclusão do pagamento de compensações é pouco significativo face ao total de incumprimentos verificados.

4.15 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

ENQUADRAMENTO

Existem clientes com determinadas limitações que podem necessitar de procedimentos especiais para manter um relacionamento comercial completo e adequado com a empresa prestadora do serviço. Consideram-se clientes com necessidades especiais aqueles com limitações no domínio da visão, da audição, da comunicação oral ou aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica. Acrescem os clientes que coabitem com pessoas nesta última situação.

Tendo em vista a compensação destas limitações, está previsto que os ORD mantenham um registo dos clientes com

necessidades especiais. Procura-se com este registo que tanto os ORD como os comercializadores ou CUR possam desenvolver ações que assegurem a estes clientes níveis de qualidade de serviço comercial adequados. A solicitação de registo é efetuada junto do CUR ou comercializador, sendo voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente.

O desenvolvimento das referidas ações é um dever dos CUR e dos comercializadores, que devem adotar medidas para garantir a eficácia da comunicação e o direito à informação por parte de todos os clientes.

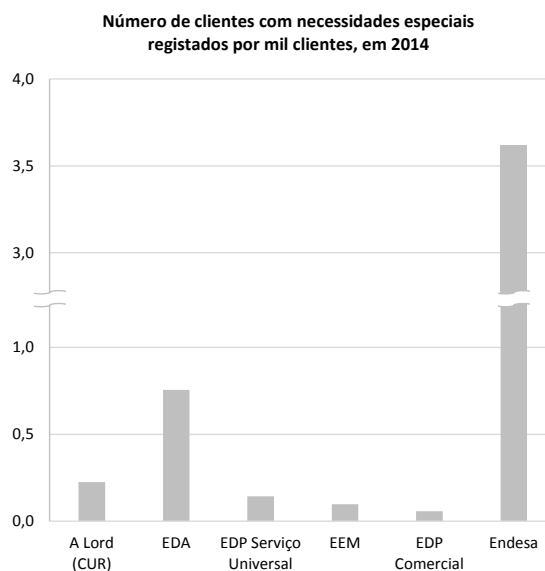
CARACTERIZAÇÃO

No quadro abaixo apresentam-se os totais, por empresa, de clientes com necessidades especiais no final de 2014.

Número de clientes com necessidades especiais	
	2014
A Celer (CUR)	0
A Lord (CUR)	1
Audax	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0
CEVE (CUR)	0
Cooprорriz (CUR)	0
EDA	92
EDP Comercial	175
EDP Serviço Universal	363
EEM	14
Enat	0
Endesa	576
Iberdrola	0
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
Total Geral	1 221

Notas: A E. Moreira de Cónegos, a Axpo, a Enforcesco, a Fortia e a Goldenergy não enviaram informação.

O gráfico seguinte apresenta o número de clientes com necessidades especiais por cada mil clientes.



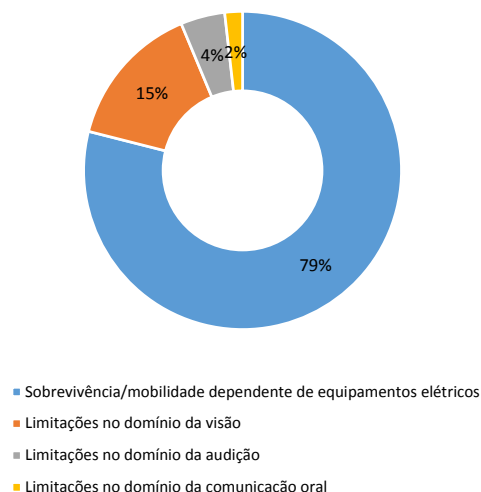
Notas: ver notas do quadro.

Destaca-se a Endesa por apresentar um valor claramente acima dos restantes.

O gráfico seguinte apresenta a distribuição de clientes com necessidades especiais no que respeita às limitações.

Destaca-se a elevada proporção dos clientes com limitações de mobilidade, que representam 79% em 2014 (76% em 2013).

Clientes com necessidades especiais (a dez 2014)



Notas: Ver notas do quadro.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A Endesa é a empresa com maior número de clientes com necessidades especiais registados, por cada mil clientes.

A maior parte (79%) dos clientes com necessidades especiais continuam a ser aqueles para os quais a sobrevivência ou a mobilidade depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou os que coabitam com pessoas nesta situação.

A ERSE recomenda a continuação do empenho das empresas no desenvolvimento de soluções capazes de melhorar a qualidade do relacionamento comercial com os clientes com necessidades especiais.

4.16 CLIENTES PRIORITÁRIOS

ENQUADRAMENTO

Existem instalações de consumo que prestam serviços fundamentais para as quais a interrupção do fornecimento provoca graves alterações ao seu funcionamento. Estas instalações são, por isso, consideradas clientes prioritários.

As categorias consideradas são as seguintes: hospitais; centros de saúde ou equiparados; forças de segurança e instalações de segurança nacional; bombeiros; proteção civil; instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, ou de clientes que coabitem com pessoas nesta

situação; equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo e instalações penitenciárias.

De modo a que seja possível o restabelecimento mais rápido em caso de avaria ou o pré-aviso individualizado de interrupção para os clientes prioritários, é necessário que os ORD tenham conhecimento e registos atualizados desses clientes.

Nesse sentido, e sem prejuízo de partir destes clientes a iniciativa de registo, o novo RQS determina que cabe aos ORD a identificação dos clientes prioritários.

CARACTERIZAÇÃO

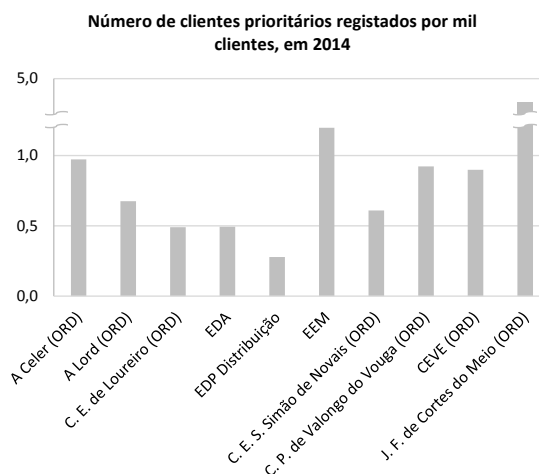
No quadro abaixo apresentam-se os totais, por ORD, de clientes prioritários no final de 2014.

Número de clientes prioritários registados	
	2014
A Celer (ORD)	4
A Lord (ORD)	3
C. E. de Loureiro (ORD)	1
EDA	60
EDP Distribuição	1 688
EEM	170
C. E. de Vilarinho (ORD)	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	2
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2
CEVE (ORD)	8
Cooprорiz (ORD)	0
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	2
Total Geral	1 940

Notas: A E. Moreira de Cónegos não enviou informação.

A alteração produzida pelo novo RQS permitiu aos ORD identificarem os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2014 são muito superiores aos totais do ano anterior (19 em 2013).

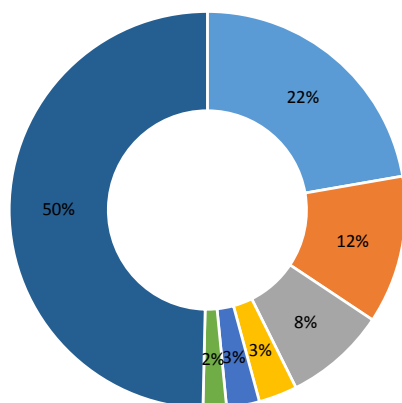
No gráfico seguinte pode ver-se, por ORD, o número de clientes prioritários por cada mil clientes.



Notas: ver notas do quadro.

A distribuição de clientes prioritários por categorias é apresentada no gráfico abaixo.

Cientes prioritários registados
(a dez 2014)



- Bombeiros
- Hospitais, centros de saúde ou equiparados
- Forças de segurança e de segurança nacional
- Segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo
- Proteção civil
- Penitenciárias
- Outro tipo de instalações

Notas: ver notas do quadro.

A categoria de maior dimensão é a que engloba as instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou de clientes que coabitem com pessoas nesta situação.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A alteração produzida pelo novo RQS permitiu aos ORD identificarem os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2014 são muito superiores aos totais do ano anterior (19).

A categoria de maior dimensão é a que engloba as instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou de clientes que coabitem com pessoas nesta situação.

4.17 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. As empresas devem enviar à ERSE e tornar públicos os seus

relatórios da qualidade de serviço até 15 de maio.

A EDA e a EEM, por atuarem em regiões consideradas ultraperiféricas), não são obrigadas à publicação em separado dos seus relatórios relativamente às atividades de comercialização e de operação de redes, pelos que os relatórios publicados versam sobre ambas as atividades das mesmas. O mesmo se aplica às entidades que não sejam obrigadas à separação de atividades.

CARACTERIZAÇÃO

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

Quase todos os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista, estão bem organizados e são de fácil leitura.

No que respeita à publicação do relatório (o que constitui o objetivo principal da elaboração destes), as entidades C.E. Loureiro, CEVE, A Celer, C.E.S. Simão de Novais, EDA, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EEM e REN, publicaram os respetivos relatórios da qualidade de serviço no prazo regulamentar nas suas páginas na internet.

Do ponto de vista da qualidade de serviço comercial, destacam-se positivamente os relatórios da Iberdrola e da C.E. de Loureiro por estarem bem redigidos, com linguagem clara e grafismo cuidado. Ambas as empresas apresentam, para cada tema, análises dos valores reportados, justificações para as falhas reportadas e levantamentos das ações realizadas ou a realizar.

A Iberdrola foi o único comercializador a publicar e enviar à ERSE o seu relatório de qualidade de serviço. Não publicaram relatório de qualidade de serviço os comercializadores EDP Comercial, Galp Power, Gas Natural Servicios e Gas Natural Comercializadora, Enforcesco, Enat, Goldenergy, Endesa, Axpo e Audax e Fortia.

Os relatórios das empresas A Celer, C.E.S. Simão de Novais e A Lord, no que à qualidade de serviço comercial diz respeito, não apresentam, novamente, os valores dos indicadores gerais, apesar de tal ter sido identificado no relatório da ERSE referente a 2013, e referem valores para indicadores individuais que estavam previstos no anterior RQS. No relatório da CEVE a descrição de alguns dos indicadores gerais segue ainda os conceitos do anterior RQS, nomeadamente nos serviços de ligação, nas ativações de fornecimento e nas leituras.

Os operadores de rede J.F. de Cortes do Meio, Cooproriz e C.E. de Vilarinho não publicaram os relatórios da qualidade de serviço nas suas páginas de internet.

O relatório da REN não menciona os valores dos indicadores gerais da qualidade de serviço comercial aplicáveis.

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 Celer, à semelhança dos dois últimos anos e apesar de alertada pela ERSE, voltou a enviar o relatório da qualidade de serviço à ERSE mas não o publicou na sua página de internet.

A ERSE recomenda à CEVE que reveja as descrições dos indicadores de qualidade de serviço comercial e às empresas A Celer,

C.E.S. Simão de Novais e A Lord, que cumpram as obrigações regulamentares no que ao conteúdo dos relatórios diz respeito.

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. As empresas que não publiquem os respetivos relatórios nas suas páginas de internet ou não enviem o relatório à ERSE estão em incumprimento regulamentar. A ERSE não deixará de agir de acordo com as suas competências e obrigações nestas situações.

5 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. Ainda, os resultados da auditoria, bem como o plano de implementação de melhorias devem ser enviados à ERSE para aprovação.

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.

REPORTE

REN

Durante o ano de 2014, foi concluído o processo de auditoria realizada à REN que incidiu sobre os sistemas e procedimentos de recolha e registo da informação sobre a qualidade de serviço, sobre as metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço, bem como sobre o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede de transporte.

Para efeitos de cumprimento do art.º 57.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), aprovado pelo Despacho nº 5255/2006, de 8 de março, a REN enviou à ERSE, no ano de 2014, informação referente às situações de não conformidade e as observações identificadas no âmbito da auditoria, as atividades a desenvolver

e as datas previstas para implementação das medidas para corrigir as irregularidades detetadas no âmbito da auditoria.

EDA

No ano de 2014, a ERSE recebeu da EDA a proposta de relatório para contratação de Serviços para Realização de Auditoria ao Cumprimento das Obrigações da Qualidade de Serviço na Electricidade dos Açores, S.A, do qual consta a avaliação das propostas e a seleção da empresa auditora.

Após contributos de melhoria por parte da ERSE à proposta de relatório apresentado pela EDA, foi definida a versão final do relatório. A auditoria em questão deve realizar-se no decorrer do 2º semestre de 2015.

6 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/

REPORTE

Durante o ano de 2014, 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, (EQS TF).

Uma das atividades desenvolvidas em 2014 no âmbito do EQS TF correspondeu à publicação do documento *CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply*¹⁰, no qual se realiza uma recolha e atualização dos indicadores de continuidade de serviço relativos aos diferentes países membros do CEER.

Ainda em 2014, o EQS TF deu início aos trabalhos preparatórios para a realização do relatório *6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Supply*. Esses trabalhos

corresponderam à definição da estrutura do relatório, o qual pela primeira vez irá abranger o setor do Gás Natural, e à preparação dos questionários a enviar às entidades reguladoras de cada país e que servirão de base à preparação do relatório.

A ERSE participou nos trabalhos do grupo de trabalho do CEER dedicado aos consumidores e aos mercados retalhistas (CRM WG, *Customers and Retail Markets Working Group*). Neste âmbito, o CEER publicou em 2014 um documento dedicado à qualidade dos serviços de distribuição nos setores da eletricidade e do gás natural para clientes domésticos, *Advice on the quality of electricity and gas distribution services*¹¹ com especial enfoque nos aspetos de qualidade de serviço comercial desta atividade.

¹⁰

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/ER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Ta b4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf

¹¹ Documento disponível em http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/ER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/T ab4/C14-RMF-62-04%20Advice%20on%20the%20quality%20of%20electricity%20and%20gas%20distribution%20-%2016%20Sept%202014.pdf.

7 ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, em vigor desde 1 de janeiro de 2014, estabelece no artigo 69.º a constituição do grupo de acompanhamento do RQS (GA-RQS).

O objetivo fundamental deste grupo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.

Este grupo tem como competências, o acompanhamento das disposições

estabelecidas no RQS e nas normas complementares, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço, a recolha de contributos para futuros processos de revisão regulamentar e a harmonização das práticas adotadas pelas diferentes entidades.

Informação adicional sobre o GA-RQS pode ser consultada em:

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/grupoRQS/Paginas/default.aspx>

CARACTERIZAÇÃO

A primeira reunião do GA-RQS, que se realizou a 14 de Março de 2014, nas instalações da ERSE, no âmbito da comemoração do Dia Mundial dos Direitos dos Consumidores, contou com a presença de cerca de meia centena de participantes, representantes de diversas entidades como associações de consumidores, comercializadores e operadores das redes, bem como especialistas na área da qualidade de serviço.

Nessa primeira reunião estabeleceram-se os princípios de organização e funcionamento do grupo de acompanhamento.

O grupo de acompanhamento foi dividido em três subgrupos nas seguintes áreas específicas:

- Grupo de trabalho da continuidade de serviço (GT-CS);

- Grupo de trabalho da qualidade de energia elétrica (GT-QEE);
- Grupo de trabalho da qualidade de serviço comercial (GT-QSC);

Em 2014 o número de entidades representadas nas reuniões do GT-CS e no GT-QEE foi de 17 entidades. Durante este primeiro ano de atividade dos dois grupos realizaram-se 15 reuniões com uma média de 18 participantes. Alguns dos resultados destas reuniões foram uma proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS, o desenvolvimento de um estudo sobre os limiares de classificação dos Incidentes de Grande Impacto, acompanhamento das harmónicas resultantes dos inversores da microgeração nas redes BT, desenvolvimento de uma campanha de sensibilização “ A Qualidade de Serviço Cabe a Todos”

(<http://campanhaqualidadedeservico.erse.pt/>).

ANEXO

Lista de concelhos por NUTS

Concelho	NUTS III
Abrantes	Médio Tejo
Águeda	Baixo Vouga
Aguiar da Beira	Dão-Lafões
Alandroal	Alentejo Central
Albergaria-a-Velha	Baixo Vouga
Albufeira	Algarve
Alcácer do Sal	Alentejo Litoral
Alcanena	Médio Tejo
Alcobaça	Oeste
Alcochete	Península de Setúbal
Alcoutim	Algarve
Alenquer	Oeste
Alfândega da Fé	Alto Trás-os-Montes
Alijo	Douro
Aljezur	Algarve
Aljustrel	Baixo Alentejo
Almada	Península de Setúbal
Almeida	Beira Interior Norte
Almeirim	Lezíria do Tejo
Almodôvar	Baixo Alentejo
Alpiarça	Lezíria do Tejo
Alter do Chão	Alto Alentejo
Alvaiázere	Pinhal Interior Norte
Alvito	Baixo Alentejo
Amadora	Grande Lisboa
Amarante	Tâmega
Amares	Cávado
Anadia	Baixo Vouga
Ansião	Pinhal Interior Norte
Arcos de Valdevez	Minho-Lima
Arganil	Pinhal Interior Norte
Armamar	Douro
Arouca	Douro
Arraiolos	Alentejo Central
Arronches	Alto Alentejo
Arruda dos Vinhos	Oeste
Aveiro	Baixo Vouga
Avis	Alto Alentejo
Azambuja	Lezíria do Tejo
Baião	Tâmega
Barcelos	Cávado
Barrancos	Baixo Alentejo
Barreiro	Península de Setúbal
Batalha	Pinhal Litoral
Beja	Baixo Alentejo
Belmonte	Cova da Beira
Benavente	Lezíria do Tejo
Bombarral	Oeste
Borba	Alentejo Central
Boticas	Alto Trás-os-Montes
Braga	Cávado

Concelho	NUTS III
Bragança	Alto Trás-os-Montes
Cabeceiras de Basto	Tâmega
Cadaval	Oeste
Caldas da Rainha	Oeste
Caminha	Minho-Lima
Campo Maior	Alto Alentejo
Cantanhede	Baixo Mondego
Carraceda de Ansiães	Douro
Carregal do Sal	Dão-Lafões
Cartaxo	Lezíria do Tejo
Cascais	Grande Lisboa
Castanheira de Pera	Pinhal Interior Norte
Castelo Branco	Beira Interior Sul
Castelo de Paiva	Tâmega
Castelo de Vide	Alto Alentejo
Castro Daire	Dão-Lafões
Castro Marim	Algarve
Castro Verde	Baixo Alentejo
Celorico da Beira	Beira Interior Norte
Celorico de Basto	Tâmega
Chamusca	Lezíria do Tejo
Chaves	Alto Trás-os-Montes
Cinfães	Tâmega
Coimbra	Baixo Mondego
Condeixa-a-Nova	Baixo Mondego
Constância	Médio Tejo
Coruche	Lezíria do Tejo
Covilhã	Cova da Beira
Crato	Alto Alentejo
Cuba	Baixo Alentejo
Elvas	Alto Alentejo
Entroncamento	Médio Tejo
Espinho	Grande Porto
Esposende	Cávado
Estarreja	Baixo Vouga
Estremoz	Alentejo Central
Évora	Alentejo Central
Fafe	Ave
Faro	Algarve
Felgueiras	Tâmega
Ferreira do Alentejo	Baixo Alentejo
Ferreira do Zêzere	Médio Tejo
Figueira da Foz	Baixo Mondego
Figueira de Castelo Rodrigo	Beira Interior Norte
Figueiró dos Vinhos	Pinhal Interior Norte
Fornos de Algodres	Serra da Estrela
Freixo de Espada a Cinta	Douro
Fornos de Algodres	Serra da Estrela
Freixo de Espada a Cinta	Douro
Fronteira	Alto Alentejo
Fundão	Cova da Beira

Concelho	NUTS III
Gavião	Alto Alentejo
Gois	Pinhal Interior Norte
Golegã	Lezíria do Tejo
Gondomar	Grande Porto
Gouveia	Serra da Estrela
Grândola	Alentejo Litoral
Guarda	Beira Interior Norte
Guimarães	Ave
Idanha-a-Nova	Beira Interior Sul
Ílhavo	Baixo Vouga
Lagoa	Algarve
Lagos	Algarve
Lamego	Douro
Leiria	Pinhal Litoral
Lisboa	Grande Lisboa
Loulé	Algarve
Loures	Grande Lisboa
Lourinhã	Oeste
Lousa	Pinhal Interior Norte
Lousada	Tâmega
Mação	Pinhal Interior Sul
Macedo de Cavaleiros	Alto Trás-os-Montes
Mafra	Grande Lisboa
Maia	Grande Porto
Mangualde	Dão-Lafões
Manteigas	Beira Interior Norte
Marco de Canaveses	Tâmega
Marinha Grande	Pinhal Litoral
Marvão	Alto Alentejo
Matosinhos	Grande Porto
Mealhada	Baixo Vouga
Meda	Beira Interior Norte
Melgaço	Minho-Lima
Mértola	Baixo Alentejo
Mesão Frio	Douro
Mira	Baixo Mondego
Miranda do Corvo	Pinhal Interior Norte
Miranda do Douro	Alto Trás-os-Montes
Mirandela	Alto Trás-os-Montes
Mogadouro	Alto Trás-os-Montes
Moimenta da Beira	Douro
Moita	Península de Setúbal
Monção	Minho-Lima
Monchique	Algarve
Mondim de Basto	Tâmega
Monforte	Alto Alentejo
Montalegre	Alto Trás-os-Montes
Montemor-o-Novo	Alentejo Central
Montemor-o-Velho	Baixo Mondego
Montijo	Península de Setúbal

Concelho	NUTS III
Mora	Alto Alentejo
Mortágua	Dão-Lafões
Moura	Baixo Alentejo
Mourão	Alentejo Central
Murça	Alto Trás-os-Montes
Murtosa	Baixo Vouga
Nazaré	Oeste
Nelas	Dão-Lafões
Nisa	Alto Alentejo
Óbidos	Oeste
Odemira	Alentejo Litoral
Odivelas	Grande Lisboa
Oeiras	Grande Lisboa
Oleiros	Pinhal Interior Sul
Olhão	Algarve
Oliveira de Azeméis	Entre Douro e Vouga
Oliveira de Frades	Dão-Lafões
Oliveira do Bairro	Baixo Vouga
Oliveira do Hospital	Pinhal Interior Norte
Ourem	Médio Tejo
Ourique	Baixo Alentejo
Ovar	Baixo Vouga
Pacos de Ferreira	Tâmega
Palmela	Península de Setúbal
Pampilhosa da Serra	Pinhal Interior Norte
Paredes	Tâmega
Paredes de Coura	Minho-Lima
Pedrogão Grande	Pinhal Interior Norte
Penacova	Baixo Mondego
Penafiel	Tâmega
Penalva do Castelo	Dão-Lafões
Penamacor	Beira Interior Sul
Penedono	Douro
Penela	Pinhal Interior Norte
Peniche	Oeste
Peso da Régua	Douro
Pinhel	Beira Interior Norte
Pombal	Pinhal Litoral
Ponte da Barca	Minho-Lima
Ponte de Lima	Minho-Lima
Ponte de Sor	Alto Alentejo
Portalegre	Alto Alentejo
Portel	Alentejo Central
Portimão	Algarve
Porto	Grande Porto
Porto de Mos	Pinhal Litoral
Póvoa de Lanhoso	Ave
Póvoa de Varzim	Grande Porto
Proença-a-Nova	Pinhal Interior Sul
Redondo	Alentejo Central

Concelho	NUTS III
Reguengos de Monsaraz	Alentejo Central
Resende	Tâmega
Ribeira de Pena	Tâmega
Rio Maior	Lezíria do Tejo
Sabrosa	Douro
Sabugal	Beira Interior Norte
Salvaterra de Magos	Lezíria do Tejo
Santa Comba Dão	Dão-Lafões
Santa Maria da Feira	Entre Douro e Vouga
Santa Marta de Penaguião	Douro
Santarém	Lezíria do Tejo
Santiago do Cacem	Alentejo Litoral
Santo Tirso	Ave
São Brás de Alportel	Algarve
São João da Madeira	Entre Douro e Vouga
São João da Pesqueira	Douro
São Pedro do Sul	Dão-Lafões
Sardoal	Médio Tejo
Satão	Dão-Lafões
Seia	Serra da Estrela
Seixal	Península de Setúbal
Sernancelhe	Douro
Serpa	Baixo Alentejo
Sertã	Pinhal Interior Sul
Sesimbra	Península de Setúbal
Setúbal	Península de Setúbal
Sever do Vouga	Baixo Vouga
Silves	Algarve
Sines	Alentejo Litoral
Sintra	Grande Lisboa
Sobral de Monte Agraço	Oeste
Soure	Baixo Mondego
Sousel	Alentejo Central
Tabua	Pinhal Interior Norte
Tabuaço	Douro
Tarouca	Douro
Tavira	Algarve
Terras de Bouro	Cávado
Tomar	Médio Tejo
Tondela	Dão-Lafões
Torre de Moncorvo	Douro
Torres Novas	Médio Tejo
Torres Vedras	Oeste
Trancoso	Beira Interior Norte
Trofa	Ave
Vagos	Baixo Vouga
Vale de Cambra	Entre Douro e Vouga
Valença	Minho-Lima
Valongo	Grande Porto
Valpaços	Alto Trás-os-Montes

Concelho	NUTS III
Vendas Novas	Alentejo Central
Viana do Alentejo	Alentejo Central
Viana do Castelo	Minho-Lima
Vidigueira	Baixo Alentejo
Vieira do Minho	Ave
Vila de Rei	Pinhal Interior Sul
Vila do Bispo	Algarve
Vila do Conde	Grande Porto
Vila Flor	Douro
Vila Franca de Xira	Grande Lisboa
Vila Nova da Barquinha	Médio Tejo
Vila Nova de Cerveira	Minho-Lima
Vila Nova de Famalicão	Ave
Vila Nova de Foz Coa	Douro
Vila Nova de Gaia	Grande Porto
Vila Nova de Paiva	Dão-Lafões
Vila Nova de Poiares	Pinhal Interior Norte
Vila Pouca de Aguiar	Alto Trás-os-Montes
Vila Real	Douro
Vila Real de Santo António	Algarve
Vila Velha de Rodão	Beira Interior Sul
Vila Verde	Cávado
Vila Viçosa	Alentejo Central
Vimioso	Alto Trás-os-Montes
Vinhais	Alto Trás-os-Montes
Viseu	Dão-Lafões
Vizela	Ave
Vouzela	Dão-Lafões

