

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
DO SETOR ELÉTRICO 2015**

Outubro 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

NOTA DE ABERTURA

A qualidade de serviço constitui um aspeto central no processo regulatório e na defesa dos interesses dos consumidores, integrando, como tal, a missão da ERSE desde o início da regulação independente em Portugal. 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.

De acordo com o que estabelece o RQS SE, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço, o qual vem sendo um documento de referência para o acompanhamento e comunicação das tendências evolutivas da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Tanto o RQS SE como o próprio relatório da qualidade de serviço devem acompanhar o desenvolvimento do setor e as correspondentes alterações que daí decorrem. É justamente neste contexto que, com a aprovação do RQS SE em 2013, se alargou ao conjunto de comercializadores em regime de mercado a aplicação de disposições regulamentares de qualidade de serviço. Tal sucede numa envolvente marcada pelo aprofundamento da liberalização do setor, com um cada vez maior número de consumidores em fornecimento por estes agentes e, simultaneamente, um crescente número de comercializadores.

O Relatório da Qualidade de Serviço de 2014 constituiu, assim, o primeiro exercício a integrar informação relativa aos comercializadores em regime de mercado. Com o presente relatório, dá-se mais um passo no aprofundamento da monitorização da qualidade de serviço no contexto do mercado retalhista, em particular no que se refere às disposições de natureza comercial. Importa, pois, começar por registar que se progrediu na recolha e sistematização da informação de qualidade de serviço, em particular por parte dos comercializadores.

Como se referiu no passado, a publicação deste Relatório da Qualidade de Serviço não cristaliza a prestação de informação de qualidade de serviço aos consumidores e à generalidade dos interessados. A ERSE continua, pois, a integrar as sucessivas evoluções na recolha de informação para perspetivar o próprio quadro regulatório. É justamente neste contexto que se anunciou já a revisão do quadro regulamentar da qualidade de serviço, o qual, pela primeira vez, terá uma abordagem integrada entre o setor elétrico e o setor do gás natural.

A anunciada revisão do quadro regulamentar vem, deste modo, contribuir para densificar a discussão sobre a melhor forma de apresentar tal informação aos consumidores e ao mercado, que a ERSE havia inscrito como objetivo aquando da divulgação do relatório de 2014. Embora se possa colocar de forma transversal a toda a informação da qualidade de serviço, uma nova abordagem é especialmente necessária nos aspetos de natureza comercial da qualidade de serviço, dada a crescente integração dos fornecimentos de eletricidade e de gás natural e o aumento relevante do número de operadores económicos.

Assim, o Relatório da Qualidade de Serviço de 2015 corresponde a um exercício de consolidação de informação, que será da maior utilidade também para um enquadramento do próprio processo de revisão regulamentar.

Este Relatório permite ainda consolidar a prestação de informação relativamente à campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos", a qual pretendeu 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 2015 apresenta, pois, 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 e o já mencionado processo de revisão regulamentar. A informação disponibilizada permite, ainda, 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.

Vítor Santos

Presidente do Conselho de Administração da ERSE

ÍNDICE

SÍNTESE	1
1 INTRODUÇÃO	9
2 BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE ELETRICIDADE	11
3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA	15
3.1 Continuidade de serviço.....	17
3.2 Qualidade de energia elétrica.....	21
3.3 Rede de transporte de Portugal continental Continuidade de serviço.....	23
3.4 Rede de transporte de Portugal continental Qualidade de energia elétrica.....	29
3.5 EDP Distribuição Continuidade de serviço	33
3.6 EDP Distribuição Qualidade de energia elétrica	43
3.7 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Continuidade de serviço.....	47
3.8 Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT Qualidade de energia elétrica.....	53
3.9 Região Autónoma dos Açores Continuidade de serviço	57
3.10 Região Autónoma dos Açores Qualidade de energia elétrica.....	69
3.11 Região Autónoma da Madeira Continuidade de serviço	73
3.12 Região Autónoma da Madeira Qualidade de energia elétrica.....	81
3.13 Análise de Reclamações e Pedidos de Informação.....	85
4 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL	87
4.1 Serviços de ligação às redes.....	89
4.2 Ativação de fornecimento na baixa tensão	91
4.3 Atendimento presencial.....	95
4.4 Atendimento telefónico comercial.....	99
4.5 Atendimento telefónico para comunicação de leituras.....	103
4.6 Atendimento telefónico para comunicação de avarias.....	105
4.7 Assistência técnica.....	107
4.8 Visita combinada.....	111
4.9 Frequência da leitura de equipamentos de medição	115
4.10 Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	117
4.11 Reclamações	121
4.12 Pedidos de informação.....	125
4.13 Mudança de comercializador.....	129
4.14 Situações de exclusão do pagamento de compensações	131
4.15 Clientes com necessidades especiais	133

4.16	Clientes prioritários.....	135
4.17	Relatórios da qualidade de serviço das empresas	137
5	AUDITORIAS ERSE.....	139
6	A ERSE E AS ATIVIDADES DO CEER NO ÂMBITO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	141
7	ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO	143
ANEXO	145

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 segundo 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 2015 apresentou uma melhoria quando comparada com o ano de 2014. Do ponto de vista da qualidade de serviço comercial, verifica-se globalmente, neste segundo ano de alargamento de obrigações aos comercializadores, uma melhoria no desempenho e reporte das empresas face a 2014.

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, em 2015 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 2014 que foi consideravelmente afetado pelas condições meteorológicas extraordinárias registadas nos dias 9 e 10 de fevereiro. Os valores registados para os indicadores gerais são da ordem de grandeza dos valores registados em 2012, ou seja, dos mais baixos desde 2004. 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 7 interrupções breves. No entanto, a evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2015 apresentou uma degradação do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2014.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se em 2015 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 6,5% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se também em 2015 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 2014, em 2015 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 a partir de 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, verificou-se que a lacuna de informação por parte dos comercializadores em 2014 foi significativamente diminuída em 2015, havendo ainda, porém, alguma informação em falta. Nos indicadores gerais verificou-se, de forma geral, a continuação de um bom desempenho. Porém, nos indicadores individuais mantém-se o 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 2015 ocorreram 2 interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda 7 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 da RNT mostra que o ano de 2015 apresentou uma degradação do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2014. Esta degradação deve-se ao facto de terem ocorrido duas interrupções longas, das quais uma delas foi classificada como evento excepcional.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

O plano de monitorização implementado pela REN em 2015 contemplou medições em 50 dos 81 PdE fornecidos pela RNT. A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 48% 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 44%.

No ano de 2015 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.^a, 7.^a e 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 2015, o número de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou uma redução de 40% relativamente ao ano anterior.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2015, verificou-se uma melhoria do desempenho da rede de distribuição operada pela EDP Distribuição, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2014.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2015 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2012, ou seja, dos mais baixos desde 2004. O valor de TIEPI MT é o mais baixo registado desde sempre.

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 2015, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 4% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 14% comparativamente com o valor pago em 2014. A grande maioria dos incumprimentos respeita à duração das interrupções.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a EDP Distribuição registou um prémio de 2,1 milhões de euros. No que respeita ao incentivo à melhoria dos clientes pior servidos, a empresa registou um prémio de 1 milhão de euros pela melhoria do desempenho verificada, contribuindo para diminuir assimetrias da qualidade verificada.

Das ocorrências que foram classificadas como eventos excecionais, destaca-se a ocorrida nos dias 17 e 18 de outubro, pela sua dimensão e impacto. Este evento foi provocado por uma tempestade de vento, tendo o IPMA registado uma velocidade média de vento de 140 km/h sendo a rajada máxima de 169 km/h. Esta tempestade concentrou-se em especial nos distritos de Leiria, Lisboa e Santarém, tendo sido afetados um total de cerca de 300 mil clientes nos vários níveis de tensão.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2015, registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a EDP Distribuição.

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

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 (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 (Coopriz), a Junta de Freguesia de Cortes do Meio (J.F. de Cortes de Meio), a Cooperativa de Electrificação A LORD e a Cooperativa Eléctrica de São Simão de Novais (CESSN) apresentaram toda a informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2015.

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

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

No ano de 2015, A Celer, a C. E. de Loureiro, a CEVE, A LORD e a CESSN foram os únicos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT a realizar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas suas redes. Esta é uma prática que deve ser seguida pela totalidade dos operadores das redes de distribuição.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em 2015 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAA, sobretudo ao nível da duração das interrupções. Apesar da generalidade das origens das interrupções

ter contribuído para esta redução, foram as interrupções com origem nas redes 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, na zona A da ilha do Faial e na zona C da ilha do Pico. Verificou-se ainda um incumprimento do padrão geral para a zona C da RAA e para a zona B da ilha Terceira 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 6,5% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 92 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 84% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 1833 euros (em 2014 este valor foi de 9996 euros).

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2015 na RAA contemplaram medições anuais da qualidade da onda de tensão em 28 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 51 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 incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo e da ilha Terceira.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RAM em 2015 demonstraram uma melhoria da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, face ao ano anterior. A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou que em 2015 nenhum desses padrões gerais foi ultrapassado.

A análise da continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente demonstra que cerca de 2% dos clientes em BT da RAM tiveram pelo menos 6 interrupções. No entanto, 58% dos clientes tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos.

O valor das compensações pagas a clientes, no ano de 2015 na RAM foi de 966,98 euros sendo um valor inferior ao ano anterior. No que respeita ao fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço não existiu apuramento de valores a reverter para este fundo.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade de energia elétrica realizadas em 2015 na RAM contemplaram medições anuais em 21 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Destes 23 pontos monitorizados em 2015, realizou-se monitorização permanente em 11 pontos (9 da ilha da Madeira e 2 na ilha de Porto Santo) e campanhas de medição semestrais nos outros 10 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 verificou-se uma melhoria nos eventos relativos à qualidade de energia elétrica.

LIGAÇÕES ÀS REDES E ATIVAÇÕES

A prestação dos serviços de ligação pelos ORD consiste 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 avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes dessas informações. Os valores de 2015 indicam não haver dificuldades no cumprimento do prazo de resposta de 15 dias úteis por todas as empresas que apresentaram dados.

O desempenho dos ORD no âmbito das ativações de fornecimento 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, à semelhança de 2014, apresenta grandes variações, havendo empresas com valores muito positivos e outras que necessitam de melhorar substancialmente.

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, é aplicado um indicador geral, o qual é calculado e divulgado por centro de atendimento. Constata-se que os melhores desempenhos se

verificam nos centros dos CUR e ORD exclusivamente em BT e que a percentagem de monitorização de atendimentos foi superior aos 40% definidos no RQS.

O desempenho das empresas no atendimento telefónico é 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 telefónico 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, à semelhança de 2014. O atendimento para comunicação de avarias tem um padrão (85%) que, tal como em 2014, foi cumprido por todas as empresas com exceção da EDA. De forma geral, os valores do indicador relativo à comunicação de leituras melhoraram em 2015 face a 2014.

No âmbito da resposta a pedidos de informação (PI) e reclamações, ao 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% dos PI devem ser respondidos até 15 dias úteis. Em 2015, 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 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, o número de incumprimentos aumentou para 20% do total de reclamações recebidas e foram pagas 15% das compensações devidas. Foram enviadas 19 comunicações intercalares por cada 100 reclamações respondidas.

LEITURAS DE CONTADORES E DESLOCAÇÕES ÀS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES

Para a frequência de leitura dos equipamentos de medição, foi definido um indicador geral e um padrão, aplicáveis a todo o território nacional, 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 2015 nove dos ORD cumpriram o padrão (mais um ORD do que em 2014).

Relativamente às assistências técnicas a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes, 2015 assistiu a uma diminuição do número de incumprimentos, ao contrário do verificado em 2014. Por

outro lado, o pagamento e a cobrança das compensações devidas apresentou resultados menos positivos do que no ano anterior. 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 aplica-se quer aos ORD, quer aos CUR e aos comercializadores. Em 2015, o número de incumprimentos por parte dos clientes aumentou, registando-se dois incumprimentos dos clientes por cada dez mil agendamentos. Neste segundo ano de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR continuam a verificar-se ainda lacunas nos dados enviados, resultando numa diferença substancial 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 RQS define 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. De 2014 para 2015, o número de incumprimentos dos ORD diminuiu de 42 para 11, por cada mil restabelecimentos. No âmbito dos CUR e comercializadores, apenas uma empresa reportou incumprimentos e pagamentos de compensações. Apesar da melhoria, face a 2014, no número de comercializadores a reportarem esta informação, algumas empresas não reportaram ainda informação suficiente sobre os incumprimentos e pagamentos das respetivas compensações.

MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

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. Em 2015, o tempo médio, global, de mudança sem data preferencial foi de 8 dias úteis e com data preferencial foi de 14 dias úteis.

CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

A maior parte (86%) 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 alteração produzida desde 2014, pela entrada em vigor do novo RQS, permitiu aos ORD identificarem os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2015 (3133 clientes prioritários) continuam a tendência de aumento verificada no ano anterior.

1 INTRODUÇÃO

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

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

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 grandes centrais eletroprodutoras é encaminhada para a rede de transporte, que a entrega às redes de distribuição, em níveis de tensão mais baixos, ou a instalações de consumo ligadas diretamente à rede de transporte, para satisfação das necessidades dos consumidores. No caso de Portugal continental a rede de transporte encontra-se interligada com a 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.

Caracterização sumária da Rede Nacional de Transporte

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 632
220	3 611
150	2 562
Total	8 805
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	14 040
MAT/AT	22 313
Total	36 353
Pontos de Entrega (PdE)	
81	

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)	
		60	30			
Açores	São Miguel	95	-	AT/MT	207	9
		-	2	MT/MT	11	2
	Terceira	-	67	MT/MT	54	4
	Pico	-	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	92	317	AT/MT	345	47
				MT/MT	242	
	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	8 904	523	67 063	6 082 768
	MT	58 433	14 316		
	BT	108 936	33 389		
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	25	2 177
A Celer	BT	79	27	44	4 128
A Lord	BT	138	19	43	4 442
C. E. de Loureiro	BT	74	17	20	2 017
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	30	3 273
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 522
CEVE	BT	347	153	86	8 910
Coopríz	BT	n.d.	n.d.	25	1 881
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	422

n.d. – informação não disponível

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

Ilha	Rede de distribuição			Número de PT	Número de PdE
	Nível de tensão	Área (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	61	19	83	3 773
São Miguel	MT	517	261	870	62 621
Terceira	MT	310	100	440	27 119
Graciosa	MT	56	8	68	3 234
São Jorge	MT	121	6	95	5 766
Pico	MT	189	33	174	9 356
Faial	MT	94	44	136	7 955
Flores	MT	74	13	52	2 429
Corvo	MT	-	3	2	274
Madeira	MT	425	726	1 644	130 220
	BT	2 493	662		
Porto Santo	MT	14	69	87	4 540
	BT	50	78		

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 2015 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	1730 513
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 número de clientes no final de 2015 de cada comercializador em regime de mercado é apresentado no quadro seguinte.

Comercializador	Clientes (dez 2015)
EDP Comercial	3 712 995
EDP Serviço Universal	1 730 513
Galp	268 432
Endesa	174 256
Iberdrola	91 455
Goldenergy	62 939
Gas Natural Fenosa	42 110
Enforcesco (YLCE)	8 245
Audax	5 089
Enat	4 516
Luzboa	2 985
PH Energia (Energia Simples)	2 616
Outros	966

Outros: HEN, Axpo, Elusa, Fortia e Acciona.

As empresas Acciona, Axpo, Elusa, E. Moreira de Cónegos, Fortia, Goldenergy, HEN, Luzboa e PH Energia não reportaram ou reportaram tardiamente a informação de qualidade de serviço à ERSE.

O quadro que se segue apresenta as empresas que foram responsáveis pela informação apresentada neste relatório.

Empresas		Atividades
A Celer	A Lord	Operação da rede de distribuição (ORD) e comercialização de último recurso (CUR)
C. E. de Loureiro	C. E. de Vilarinho	
C. E. de S. Simão de Novais	C. P. de Valongo do Vouga	
CEVE	Coopriz	
EDP Distribuição		Operação da rede de distribuição
EDP Serviço Universal		Comercialização de último recurso
Audax	EDP Comercial	Comercialização em regime de mercado
Enat	Endesa	
Enforresco	Galp Power	
Gas Natural Servicios	Iberdrola	
EDA	EEM	Produção, operação da rede de transporte (ORT), operação da rede de distribuição e comercialização de último recurso

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 atual 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 do atual RQS correspondeu à diminuição das assimetrias existentes entre os vários clientes. Nesse sentido, o atual 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 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 ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O atual 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 atual 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 DRET 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 atual 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 de pior qualidade.

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 RQS em vigor desde 2014 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 valor. 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 da Economia e Transportes (DRET), 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 RQS em vigor desde 2014 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 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 atual 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 atual RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente 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*) da tensão;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmônica da tensão.

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 de Electricidade (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 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 2015 ocorreram 2 interrupções de fornecimento longas e 7 interrupções de fornecimento breves, afetando 9 dos 81 PdE existentes na RNT no final do ano. Refira-se que a totalidade de interrupções de

fornecimento longas contabilizadas no ano de 2015 foi igual à dos anos de 2013 e de 2014.

O quadro seguinte apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2015 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 Setúbal	63	1		1	2,00		2,00	0,20		0,20
Subestação de Valdigem	64	1		1	1,20		1,20	1,20		1,20
Subestação de Fafe	64,2	1		1	2,90		2,90	0,50		0,50
Quinta Grande (REFER)	156	1		1	0,90		0,90	0,00		0,00
Subestação de Porto Alto	63	1		1	0,90		0,90	0,50		0,50
Subestação de Tunes	63		1	1		12,40	12,40		19,50	19,50
Subestação de Riba D'Ave	64,2	1		1	2,40		2,40	1,40		1,40
Subestação de Tavira	63	1		1	2,80		2,80	0,30		0,30
Subestação do Alqueva	63		1	1		11,30	11,30		0,40	0,40
Total		7	2	9	13,10	23,70	36,80	4,10	19,90	24,00
Total (%)		77,8	22,2	100,0	35,6	64,4	100,0	17,1	82,9	100,0

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções com origem nesta rede (ENF₁) foi de 24 MWh em 2015. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 83%.

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 2015, essa duração de interrupções foi de 5,8 minutos, à qual correspondeu uma energia não fornecida de 1,9 MWh.

No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2015, 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.

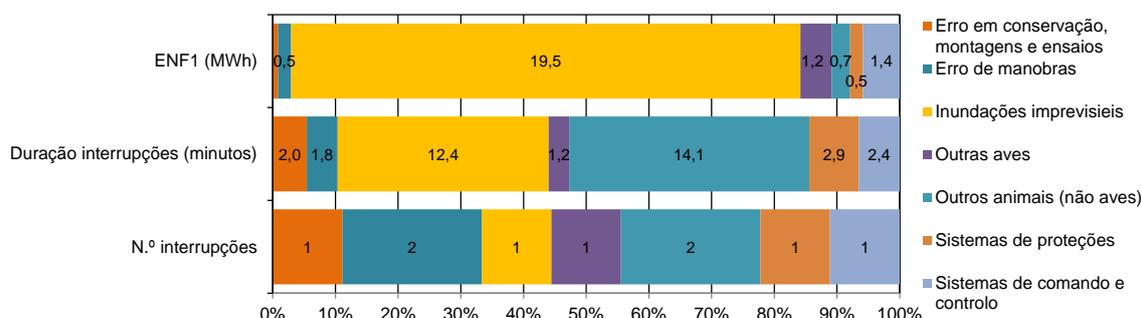
No quadro que se segue é apresentada uma descrição sucinta da REN sobre os incidentes que originaram 2 interrupções longas registadas em 2015.

Ocorrência (Data)	Descrição da causa de acordo com o Relatório da REN	ENF ₁ (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
01/11/2015	Na subestação de Tunes, devido a precipitação persistente e de intensidade invulgar, a sala de cabos desta subestação ficou inundada levando a que diversos circuitos desencadeassem ordens de abertura e até de fecho aos diversos órgãos de manobra da subestação donde resultou a interrupção total do fornecimento de energia e a consequente ENF ₁ de 19,5 MWh. Este incidente foi classificado como evento excepcional, no âmbito do RQS e, por esse facto, o seu contributo para os indicadores de qualidade de serviço não é considerado para efeitos de comparação com os respetivos padrões.	19,5	12,4
31/12/2015	Na Subestação de Alqueva, o painel 616 foi sede de defeito monofásico causado pela incursão fortuita de um animal. Como o defeito se situou entre o transformador de intensidade e a barra, o mesmo tinha de ser eliminado pelo disparo da proteção diferencial de barras 1 de 60 kV que abriu todos os painéis aí ligados, tendo resultado a ENF ₁ de 0,4 MWh.	0,4	11,3

Apresentam-se em seguida as causas de todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2015, assim

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

Causas das Interrupções na RNT

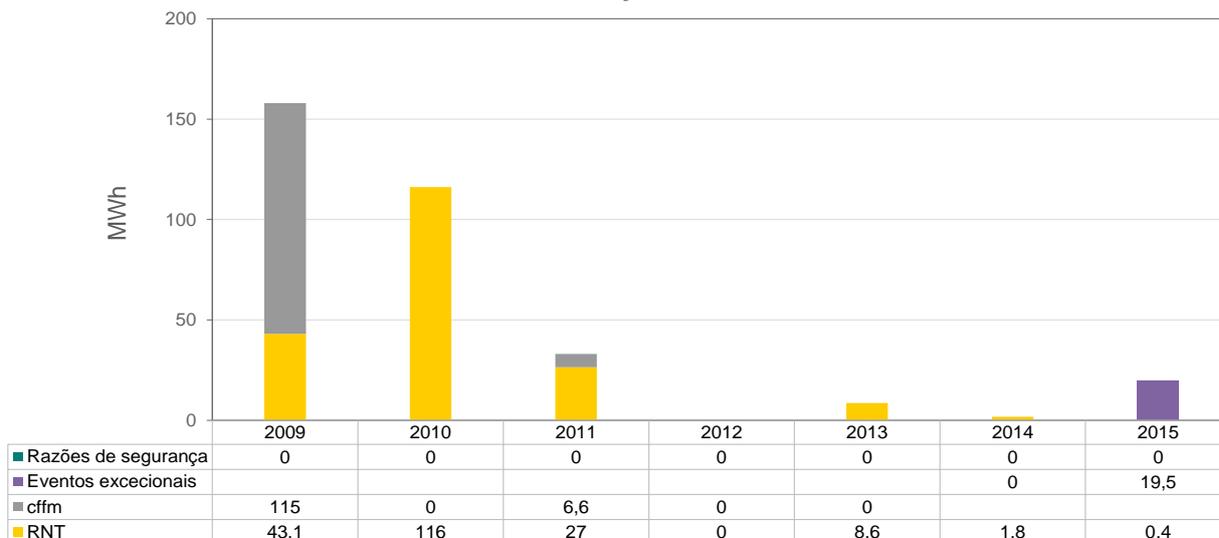


Ao contrário do sucedido no ano anterior, em 2015 as interrupções com origem em inundações imprevisíveis e outros animais não aves corresponderam às causas com maior impacto não só na duração de ocorrências, mas também na ENF₁.

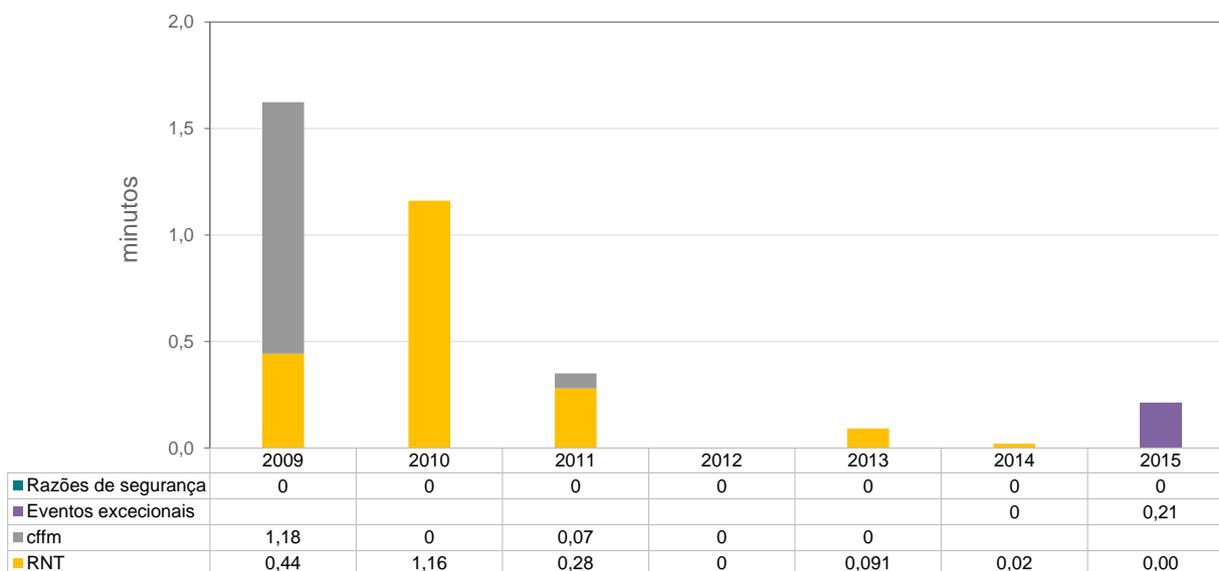
Indicadores gerais

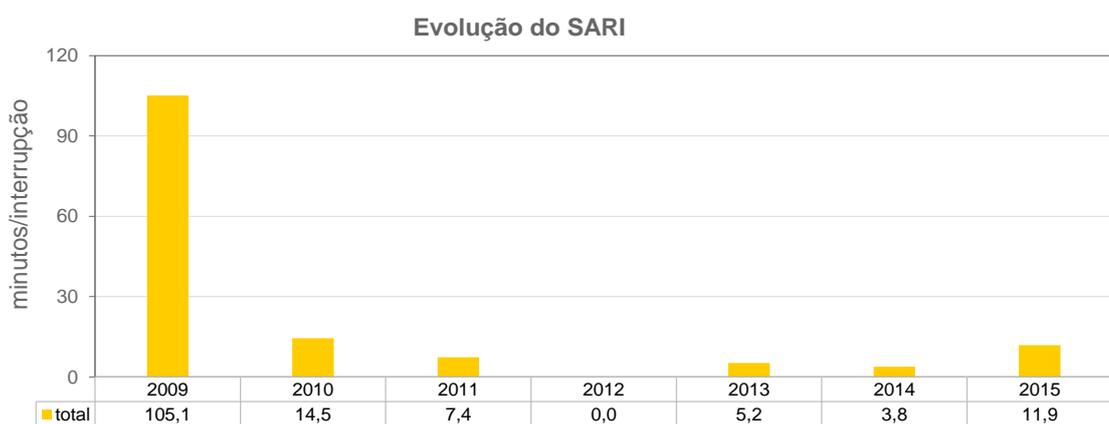
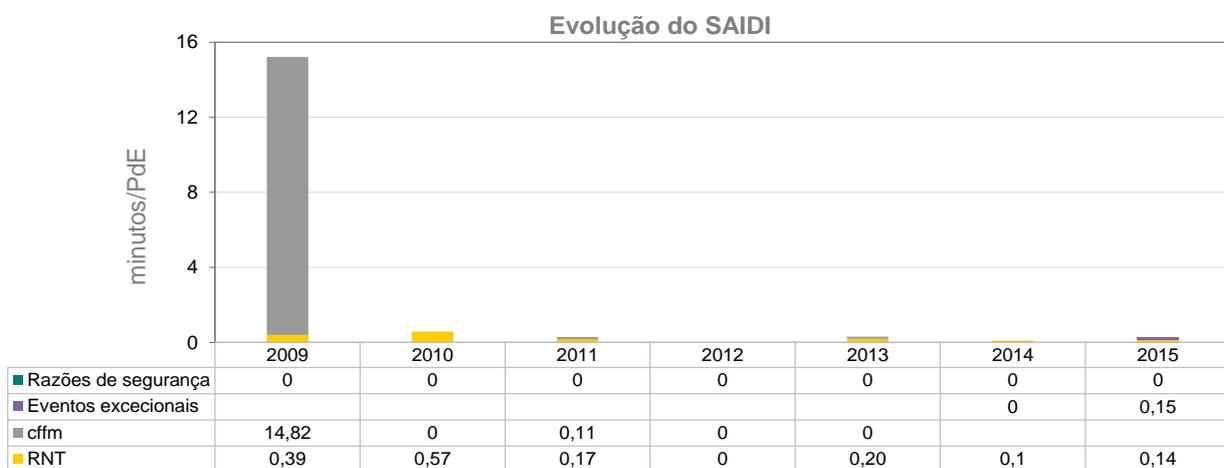
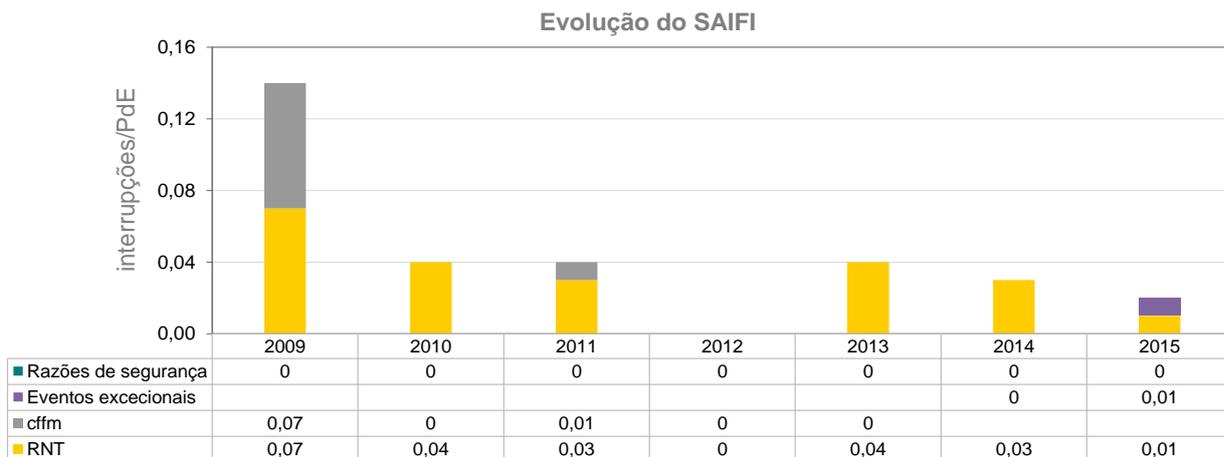
Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, apresenta-se nas figuras seguintes a evolução entre os anos de 2009 a 2015 dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas.

Evolução da ENF



Evolução do TIE





A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2015 apresentou uma degradação do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano anterior. Esta degradação deve-se ao facto de terem ocorrido duas interrupções longas, das quais uma delas foi classificada como evento

excepcional. No entanto, o reduzido número de interrupções que se tem registado 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 2015, desagregados de acordo com a duração das interrupções (breves e longas).

Indicador geral	Acidentais		Total
	Não excepcionais	Excepcionais	
ENF₁ (MWh)	0,40	19,50	19,90
TIE (minutos)	0	0,21	0,21
SAIFI (interrupções/PdE)	0,01	0,01	0,02
SAIDI (minutos/PdE)	0,14	0,15	0,29
SARI (minutos/interrupção)	5,65	6,20	11,85
MAIFI (interrupções/PdE)	0,09	0	0,09

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 2015 com desagregação por nível de tensão.

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	1,10	1,00
220 kV	0,80	
400 kV	1,20	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2015 apresenta uma redução de 48% relativamente ao ano anterior. Refira-se que o indicador para o nível de tensão 150 kV foi o que apresentou uma maior redução, 54% face ao ano anterior.

Eventos Excepcionais

Em 2015, a ERSE aprovou a classificação de um incidente como evento excepcional, na

sequência de pedido fundamentado por parte da REN. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias.

O incidente classificado como evento excepcional teve como causa inundações imprevisíveis, tendo no dia 1 de novembro de 2015 sido registados valores muito elevados de precipitação na Subestação de Tunes. O fenómeno atmosférico provocou a inundação da subestação, levando a que diversos circuitos desencadeassem ordens de abertura e até de fecho aos diversos órgãos de manobra da subestação donde resultou a interrupção total do fornecimento de energia. O concelho mais afetado foi o de Silves.

O evento excepcional afetou 128 530 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro.

Indicador geral	Evento 1 de novembro		Total Ano 2015
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	
ENF₁ (MWh)	19,50	98%	19,90
TIE (minutos)	0,21	99%	0,21
SAIFI (interrupções/PdE)	0,01	62%	0,02
SAIDI (minutos/PdE)	0,15	53%	0,29
SARI (minutos/interrupção)	6,20	52%	11,85
MAIFI (interrupções/PdE)	0	0%	0,09

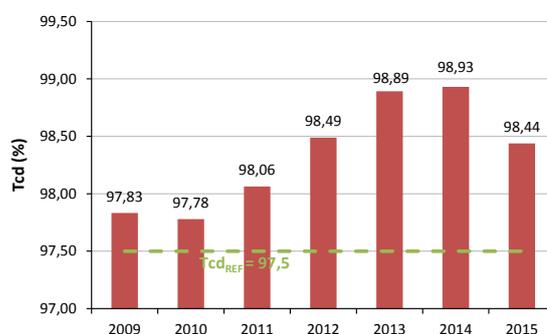
Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

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 2015 foi de 98,44%, superior ao valor de referência, 97,5%. Como se apresenta na figura seguinte, este valor reflete um decréscimo do desempenho da

RNT relativa à disponibilidade combinada dos seus elementos ocorrida em 2014.



Este mecanismo de incentivo já teve a sua aplicação durante os dois períodos regulatórios de 2009-2011 e de 2012-2014. Em dezembro de 2014, para o período regulatório de 2015-2017, a ERSE decidiu tornar nulo o valor máximo da penalidade e do prémio associado, mantendo os restantes parâmetros do incentivo.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2015 ocorreram na RNT 2 interrupções de fornecimento longas e 7 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 da RNT mostra que o ano de 2015 apresentou uma

degradação do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2014.

Esta degradação deve-se ao facto de terem ocorrido duas interrupções longas, das quais uma delas foi classificada como evento excepcional.

As interrupções com origem “inundações imprevisíveis” e “outros animais não aves” corresponderam às causas com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

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

ENQUADRAMENTO

O atual 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/electricidade/qualidade_de_energia_electrica/

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela REN para o ano de 2015 foi desenvolvido ao abrigo do atual RQS. Esse programa contemplou medições em 50 dos 81 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados foi igual ao número registado em 2014.

No ano de 2015, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 39 PdE, o correspondente a 48% dos PdE

existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes esteve compreendida entre as 7 e as 53 semanas, sendo que apenas 36 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 20 PdE em 2015. O período destas ações de monitorização durou entre 7 e 35 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 3 PdE, designadamente nas subestações do Carregado, Siderurgia da Maia e Siderurgia do Seixal. Relativamente à distorção harmónica, identificaram-se 4 PdE com incumprimento dos valores regulamentares, designadamente as subestações de Alto de Mira na 5.^a harmónica, Fatela e Mortágua na 7.^a harmónica, e Quinta do Anjo, Fogueteiro e Monte da Pedra na 21.^a harmónica.

A maioria das situações de incumprimento dos limites de tremulação teve origem em clientes

de MAT, 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 36 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	25,67	1,42	0,14	0,28	-
80 > U ≥ 70	6,14	0,17	0,08	0,17	-
70 > U ≥ 40	6,92	0,19	0,11	0,03	-
40 > U ≥ 5	1,50	-	-	0,03	-
5 > U	0,06	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	0,78	0,08	-
120 > U > 110	0,42	0,03	-

Uc – Tensão declarada

Em 2015, nos 36 PdE monitorizados em permanência registaram-se 43 cavas de tensão por PdE monitorizado. Este valor compara com o valor de 72 cavas de tensão por PdE monitorizado, registado em 2014. Do total das 1 545 cavas de tensão registadas na RNT em 2015, cerca de 94% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos e cerca de 36% provocou uma variação na amplitude inferior a 80% da tensão declarada.

Em relação às sobretensões, registaram-se 1,3 eventos por PdE monitorizado. Das 47 sobretensões registadas em 2015, cerca de 92% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 34% provocou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização implementado pela REN em 2015 contemplou medições em 50 dos 81 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados manteve-se face ao número que foi registado em 2014.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 48% 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 44%.

No ano de 2015 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.^a, 7.^a e 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 2015, o número de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou uma redução de 40% relativamente ao ano anterior.

3.5 EDP DISTRIBUIÇÃO | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

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

O desempenho da rede de distribuição da EDP Distribuição, em termos de continuidade de serviço, é avaliado através de indicadores que consideram todos os incidentes que causaram interrupções de fornecimento de energia elétrica.

Na caracterização da continuidade de serviço da rede de distribuição apresenta-se o valor dos indicadores registados por Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III (NUTS III) e na totalidade da rede da EDP Distribuição, com discriminação das interrupções previstas e acidentais e evidenciando, no caso das interrupções acidentais, a contribuição das interrupções devidas a eventos excecionais.

CARACTERIZAÇÃO

A continuidade de serviço verificada em 2015 registou valores semelhantes aos ocorridos em 2012, registando assim uma melhoria em comparação com os dois últimos anos, obtendo a generalidade dos indicadores os melhores resultados de sempre, confirmando a melhoria que se tem vindo a verificar nos últimos anos.

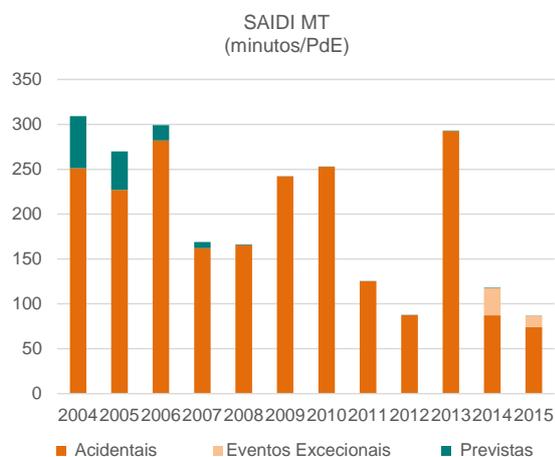
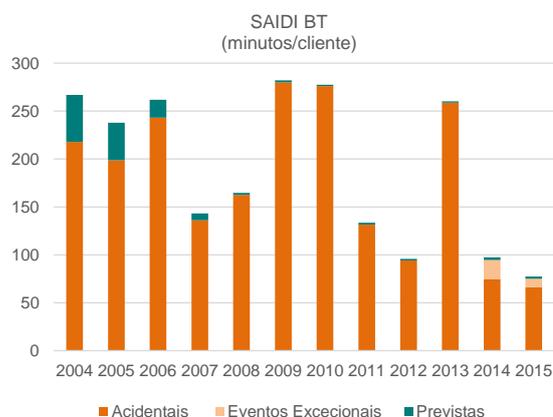
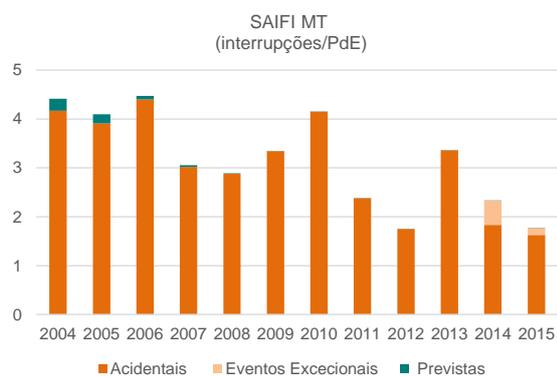
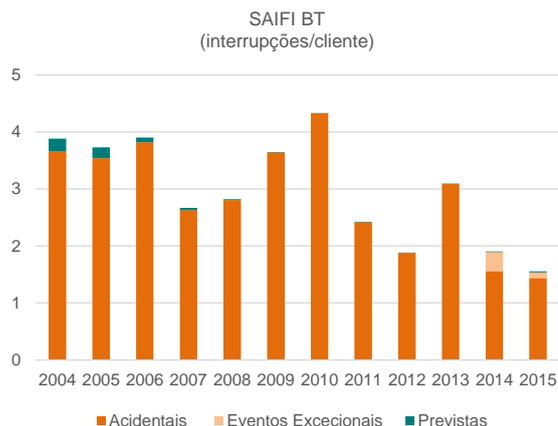
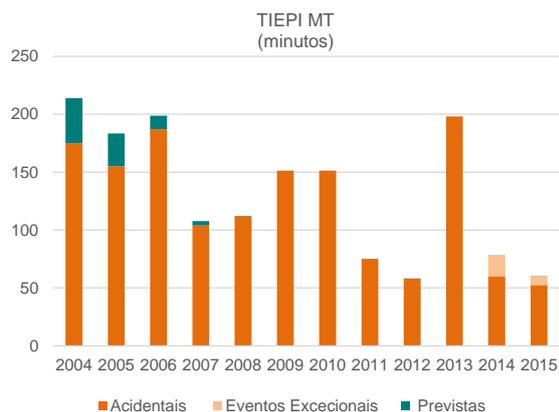
As regiões NUTS III encontram-se representadas geograficamente no mapa de Portugal continental da figura seguinte.



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

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

Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI e SAIDI para as redes MT e BT e TIEPI para as redes MT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais e eventos excecionais, a partir de 2004.



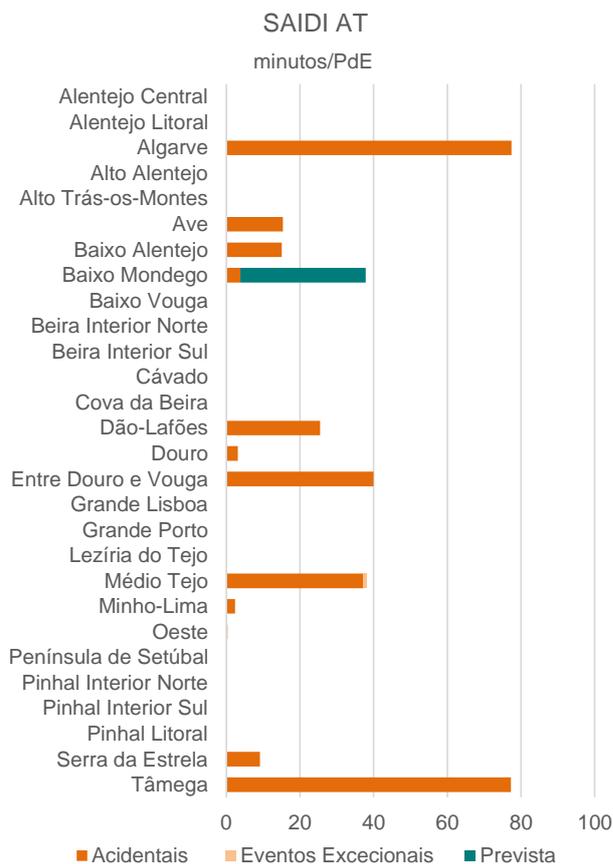
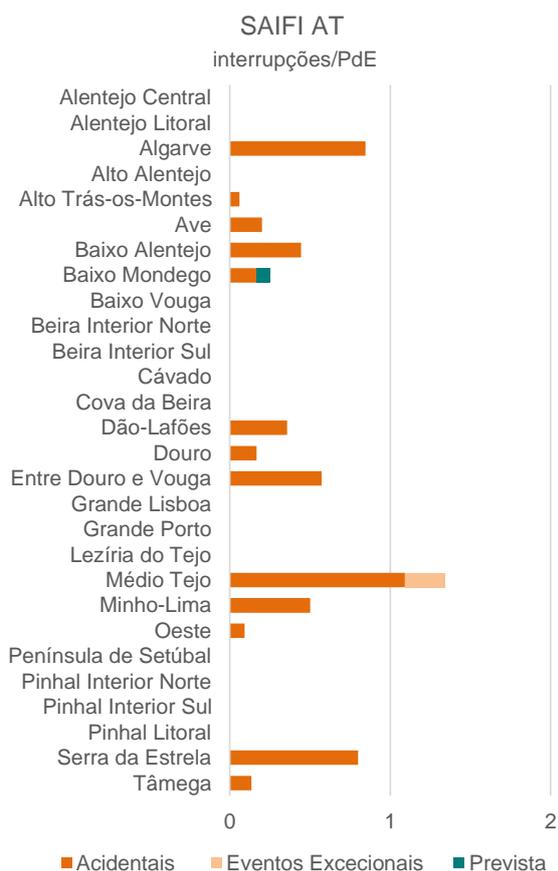
O RQS em vigor desde 2014 estabeleceu ainda a necessidade de determinação dos indicadores SAIFI e SAIDI para as redes de AT e também o MAIFI, para as redes de AT e MT, que considera as interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos). O quadro que se segue apresenta os valores dos indicadores registrados em 2015 para as redes da EDP Distribuição, considerando todas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem (externas e internas).

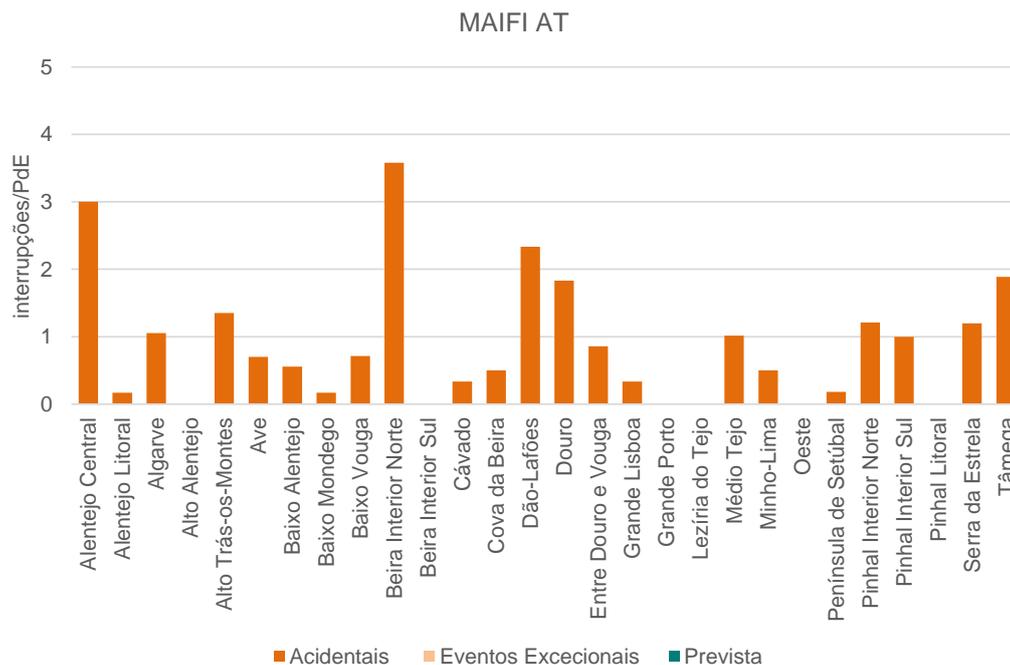
	Todas interrupções s/ Eventos Excepcionais	Eventos Excepcionais
SAIFI AT (interrupções/PdE)	0,22	0,01
SAIDI AT (minutos/PdE)	18,20	0,04
MAIFI AT (interrupções/PdE)	0,98	0,00
END (MWh)	3537,85	513,00
TIEPI (minutos)	52,65	7,69
SAIFI MT (interrupções/PdE)	1,63	0,14
SAIDI MT (minutos/PdE)	74,45	12,24
MAIFI MT (interrupções/PdE)	10,19	0,19
SAIFI BT (interrupções/cliente)	1,46	0,10
SAIDI BT (minutos/cliente)	68,66	8,80

Na rede de MT, o valor de END é essencialmente resultante de interrupções acidentais (99,8%), tendo registado o melhor valor desde que há registo. No conjunto das interrupções acidentais destacam-se as classificadas como eventos excecionais que contribuíram com 13% para o total da END.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2015, por NUTS III.

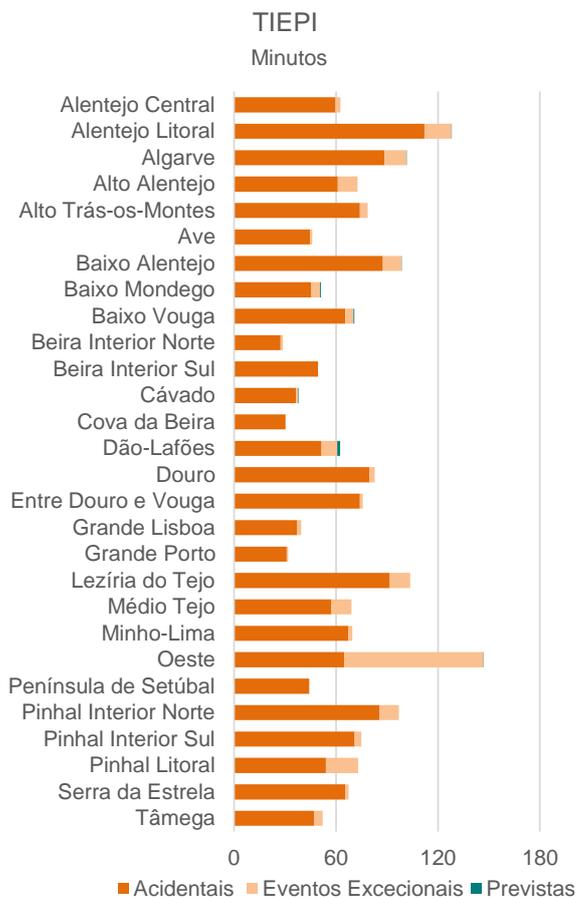
Destaca-se a NUT Baixo Mondego, a única que registou interrupções previstas nas redes de AT, tendo sido devidas a razões de serviço.

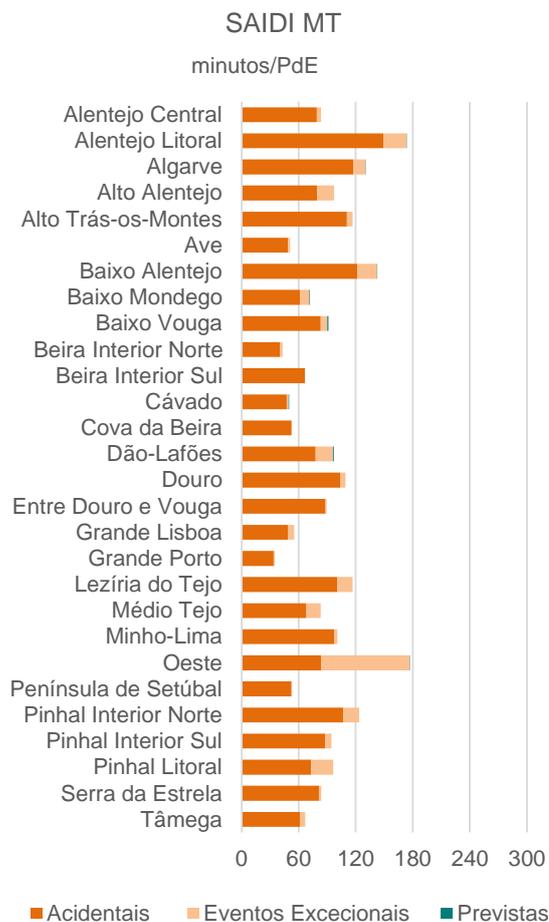
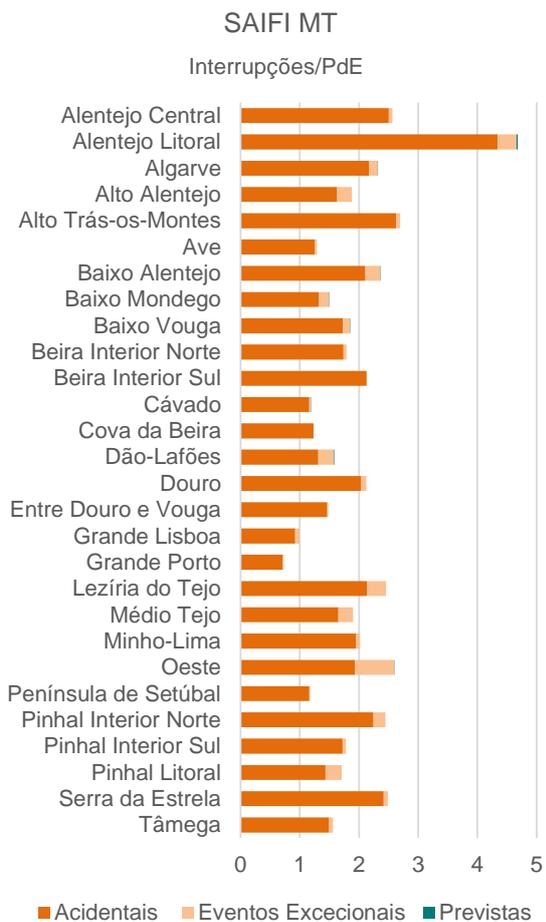
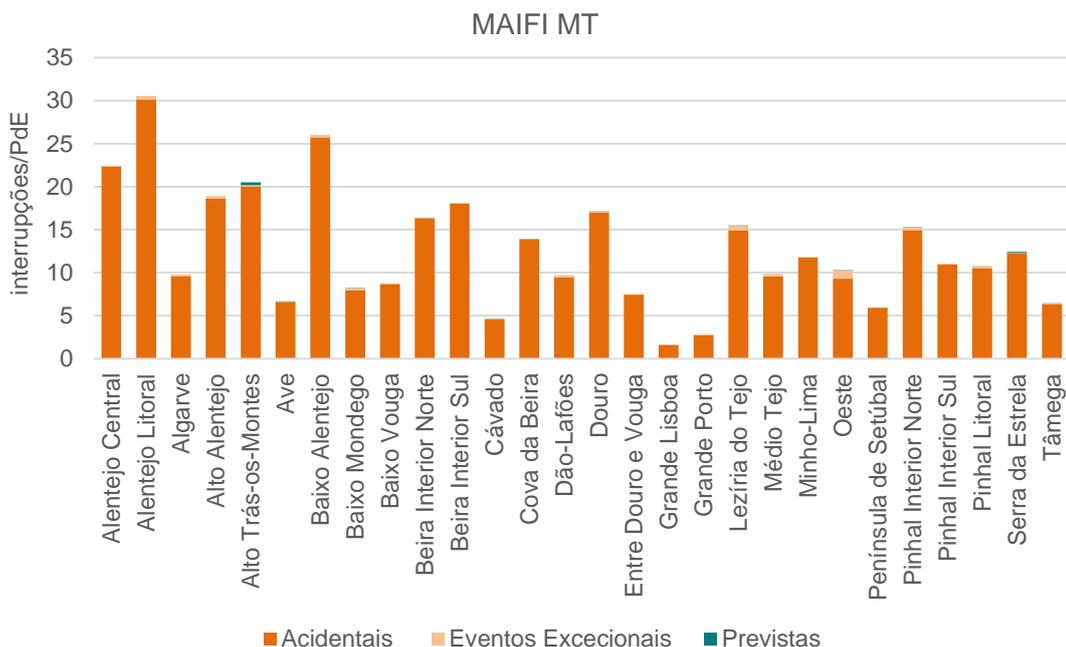




Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT,

SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2015, por NUTS III.

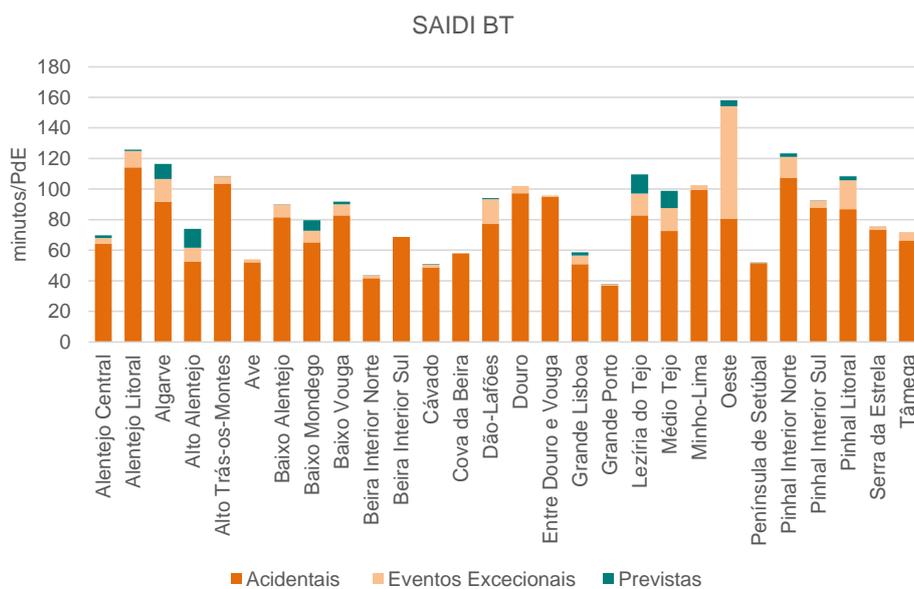
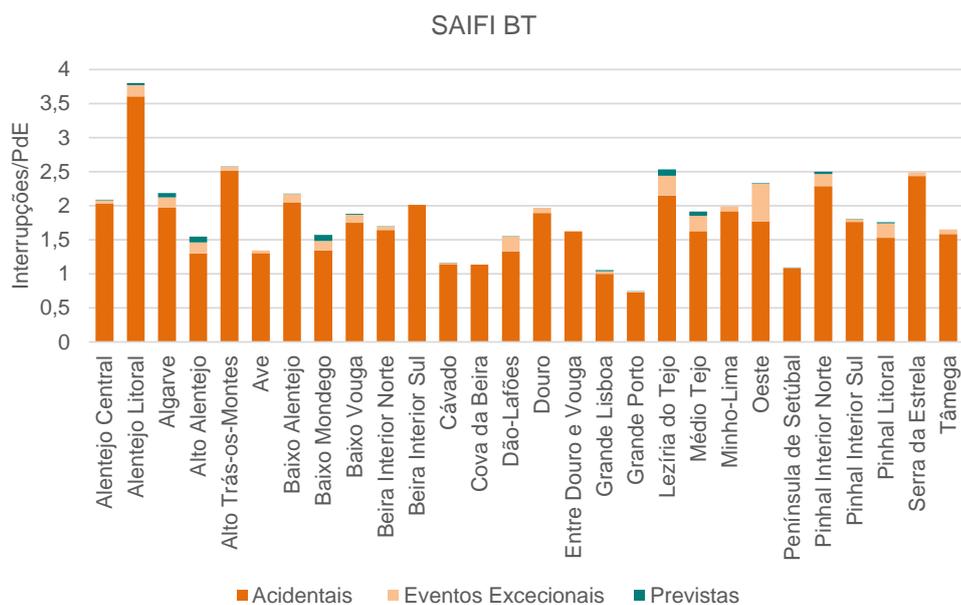




Em 2015, a rede MT da NUTS III Alentejo Litoral foi a que, de modo global, apresentou um pior desempenho tanto ao nível de interrupções breves como longas. Em sentido contrário, destacam-se as NUTS III Grande Porto, Grande Lisboa, Cávado, Cova da Beira, Península de Setúbal e Ave pelo bom desempenho verificado.

percecionada pelos clientes, é apresentado de seguida através dos indicadores de SAIFI BT e SAIDI BT para as NUTS III. Importa destacar a NUTS III Alentejo Litoral, a qual registou o pior valor para os dois indicadores, se considerarmos apenas as interrupções acidentais e excluindo os eventos excecionais.

O desempenho das redes de distribuição em BT, em termos de continuidade de serviço



Eventos Excepcionais

Em 2015, a ERSE aprovou a classificação de 254 ocorrências como eventos excepcionais, na sequência de pedido fundamentado por parte da EDP Distribuição. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG, de acordo com as suas competências nestas matérias. Estas ocorrências tiveram como principais causas aves (80), abates de árvores (79) e malfetoria/vandalismo (30).

Das ocorrências que foram classificadas como eventos excepcionais destaca-se a ocorrida nos dias 17 e 18 de outubro, pela sua dimensão e impacto. Este evento foi provocado por uma tempestade de vento com origem numa

depressão do tipo “Gota fria” na região Atlântica a leste do Açores que se aproximou da região sudoeste de Portugal continental. O IPMA registou uma velocidade média de vento de 140 km/h sendo a rajada máxima de 169 km/h. Esta tempestade concentrou-se em especial nos distritos de Leiria, Lisboa e Santarém. Foram afetados um total de 301 799 clientes nos vários níveis de tensão.

Globalmente, os eventos excepcionais afetaram 846 594 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro. O evento de 17 e 18 de outubro foi individualizado, uma vez que representa aproximadamente 60% da contribuição da totalidade dos eventos excepcionais.

Indicador geral	Evento 17 e 18 outubro		Total dos eventos excepcionais		Total Ano 2015
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	Impacto dos eventos	Contribuição para valor anual	
END (MWh)	301,0	7%	513,0	13%	4050,9
TIEPI (minutos)	4,5	8%	7,7	13%	60,3
SAIFI MT (interrupções/PdE)	0,1	4%	0,1	8%	1,8
SAIDI MT (minutos/PdE)	6,3	7%	12,2	14%	86,7
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,0	3%	0,1	6%	1,6
SAIDI BT (minutos/cliente)	5,0	6%	8,8	11%	77,5

Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço

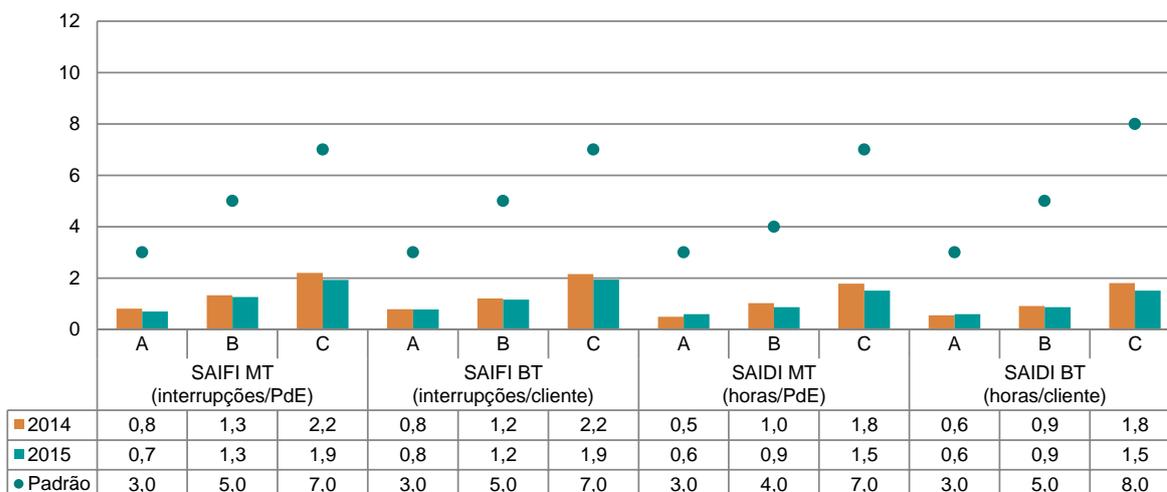
O RQS, em vigor desde de 2014, estabelece padrões gerais de continuidade de serviço para os indicadores SAIFI e SAIDI, em MT e BT.

Em seguida são apresentados os valores registados em 2014 e 2015 para os indicadores gerais de continuidade de serviço para a MT e para a BT, bem como os respetivos padrões em vigor, por zona de qualidade de serviço (Zona A,

Zona B e Zona C). Recorda-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excepcionais.

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 2015 e o montante das compensações automáticas associadas, para cada nível de tensão e zona geográfica, pagas em 2016.

	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	0	0,00	0,00	
		B	0	0,00	0,00	
		C	0	0,00	0,00	
	Total			0	0,00	0,00
	BTN	A	3	8,39	0,00	
		B	1	5,99	0,00	
C		0	0,00	0,00		
Total			4	14,38	0,00	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00	
		B	0	0,00	0,00	
		C	6	3 719,56	0,00	
	Total			6	3 719,56	0,00
	MT	A	65	8 447,27	827,85	
		B	104	18 742,75	288,56	
		C	90	18 199,66	494,91	
	Total			259	45 389,68	1 611,32
	BTE	A	68	5 931,23	70,49	
		B	51	2 615,50	67,02	
		C	27	2 258,39	0,00	
	Total			146	10 805,12	137,51
BTN	A	11 157	79 509,21	4 089,14		
	B	6 490	44 443,62	1 893,57		
	C	3 848	47 248,02	1 608,13		
Total			21 495	171 200,85	7 590,84	
Total			21 910	231 129,59	9 339,67	

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

No ano de 2015, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou um aumento de 4% face ao ano anterior.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi também 14% superior ao montante pago no ano anterior.

Também o valor da transferência para o fundo de reforço dos investimentos associado a compensações de valor inferior a 0,50 euros registou um aumento de cerca de 14% relativamente a 2014.

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

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

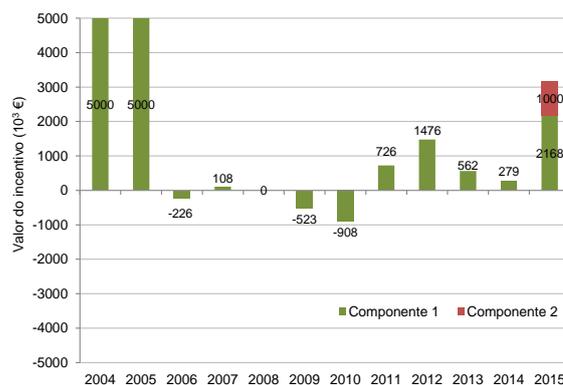
Tarifário (RT) tendo começado a produzir efeitos a partir do ano de 2003.

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 2015, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço conduzirá a um aumento em 2,1 milhões de euros nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT, a repercutir em 2017.

A Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação de distribuição e de clientes em MT. Assim, esta componente foi determinada pela primeira vez em 2016, com base na média do SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação (PTC e PTD) referente aos anos de 2013, 2014 e 2015. Verifica-se que

a EDP Distribuição receberá um prémio no valor de 1 milhão de euros por ter melhorado o desempenho neste conjunto de pontos de entrega, contribuindo assim para diminuir as assimetrias na qualidade de serviço.

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na figura seguinte.



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2015, verificou-se uma melhoria do desempenho da rede de distribuição operada pela EDP Distribuição, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2014.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2015 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2012, ou seja, dos mais baixos desde 2004. O valor de TIEPI MT é o mais baixo registado desde sempre.

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 2015, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 4% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 14% comparativamente com o valor pago em 2014. A grande maioria dos incumprimentos respeita à duração das interrupções.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a EDP Distribuição registou um prémio de 2,1 milhões de euros. No que respeita ao incentivo à melhoria dos clientes pior servidos, a empresa registou um prémio de 1 milhão de euros pela melhoria do desempenho verificada, contribuindo para diminuir assimetrias da qualidade verificada.

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 quatro anos, a EDP Distribuição, tem ainda de monitorizar a qualidade da energia elétrica nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, 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 ser consultada através da hiperligação:

http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/natura_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 77 subestações AT/MT em 2015, 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 2015, em cumprimentos do Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

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

Fenómenos Contínuos

Em relação às ações de monitorização nos 128 barramentos MT das 77 subestações de AT/MT monitorizadas registaram-se situações de não conformidade dos valores de tremulação afetando quatro barramentos (nas subestações de Brinches, Almeirim, Pegões e Vendas Novas) e não conformidade na distorção harmónica afetando três barramentos (subestações de Valença, Barrô e Areias Norte) e não conformidade no desequilíbrio afetando um barramento (subestação de Pegões).

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD, dos 129 concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registados 20 PTD com não conformidades, devido a incumprimentos dos valores estabelecidos

regulamentarmente para cada uma das características da onda de tensão. Em 12 desses PTD as não conformidades estão associadas ao valor eficaz de tensão. Por seu lado, a tremulação originou não conformidades em 6 PTD, enquanto que a distorção harmónica originou não conformidades em 4 PTD.

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, nos 128 barramentos MT das 77 subestações AT/MT, no ano 2015, 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 médio de cavas de tensão foi de 83 por barramento. Do número total de cavas registadas, 88% apresentou duração inferior a 200 milissegundos ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Número de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado					
Tensão Residual (%Uc)	Duração (s)				
]0,01 ; 0,2)]0,2 ; 0,5]]0,5 ; 1]]1 ; 5]]5 ; 60]
90 > U >= 80	39,3	5,0	4,0	0,5	0,0
80 > U >= 70	10,9	1,1	1,8	0,3	0,0
70 > U >= 40	10,2	2,5	2,1	0,1	0,0
40 > U >= 5	2,9	1,7	0,5	0,1	0,0
5 > U	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

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 médio de sobretensões por barramento MT monitorizado.

N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado			
Sobretensão (%Uc)	Duração t (s)		
]0,01 ; 0,5]]0,5 ; 5,0]]5,0 ; 60]
U >= 120	0,0	0,0	0,0
120 > U > 110	0,1	0,0	0,0

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

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

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

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 2015, 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. No caso da A Eléctrica de Moreira de Cónegos, não foi enviada informação de acordo com os critérios e metodologia acordada com a ERSE e com o estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

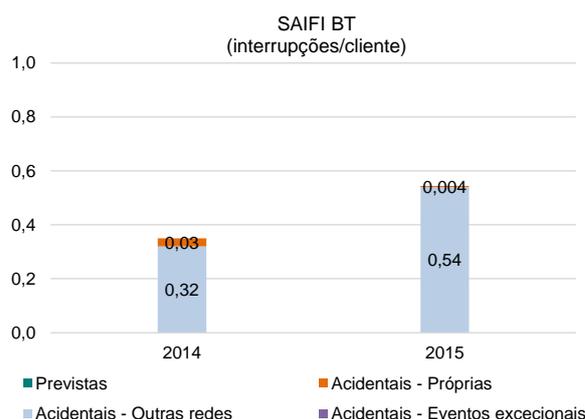
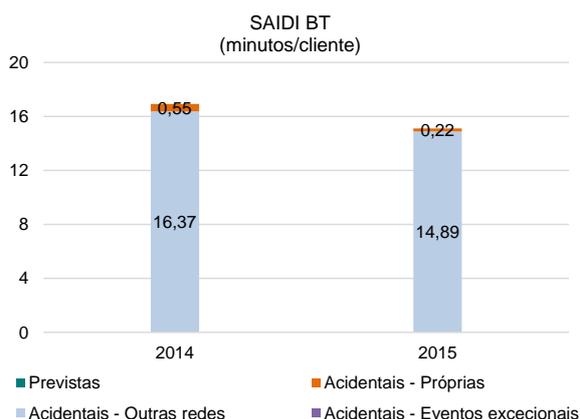
Para as redes de distribuição de BT, está estabelecido o cálculo de dois indicadores, o SAIFI BT e o SAIDI BT e devem ser consideradas as interrupções independentemente da sua origem.

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 interrompam outros clientes. Tendo em conta esta alteração, não se realizam análises comparativas com os anos anteriores.

A Celer



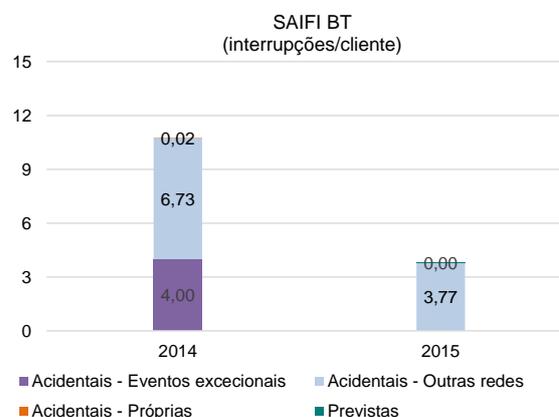
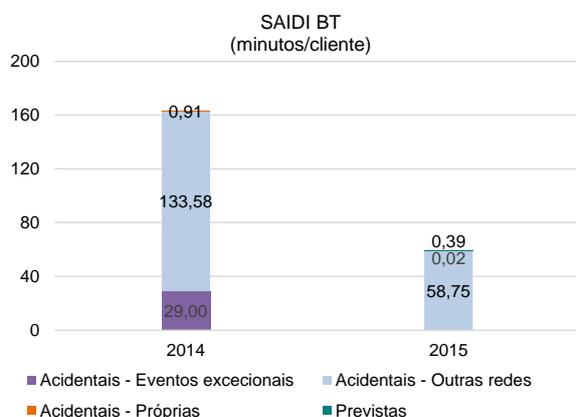
De acordo com a informação prestada realça-se o facto da rede da A Celer em 2015 ter sido essencialmente afetada por interrupções com origem noutras redes. As outras redes contribuíram com 99% dos valores totais dos

indicadores SAIFI BT e SAIDI BT respetivamente 0,55 interrupções/cliente e 15,11 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.

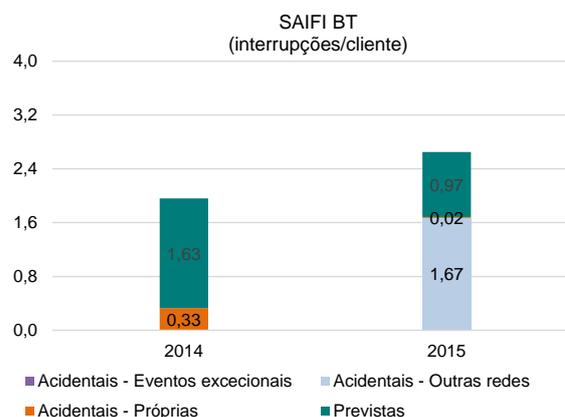
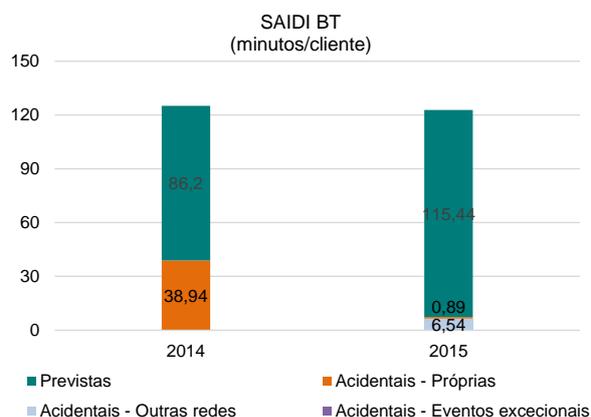
Casa do Povo de Valongo do Vouga



Em 2015, C.P de Valongo do Vouga foi afetada maioritariamente por interrupções com origem em outras redes. Este operador de rede foi responsável por 0,1% e 0,7% dos valores de SAIFI BT e SAIDI BT registados nas suas redes, respetivamente 3,77 interrupções/cliente e 59,16 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



A C.E. de Loureiro em 2015 foi afetada não só interrupções previstas, mas também por interrupções devidas a causas próprias e com origem em outras redes, e os valores totais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT foram respetivamente 2,65 interrupções/cliente e 122,87 minutos/cliente.

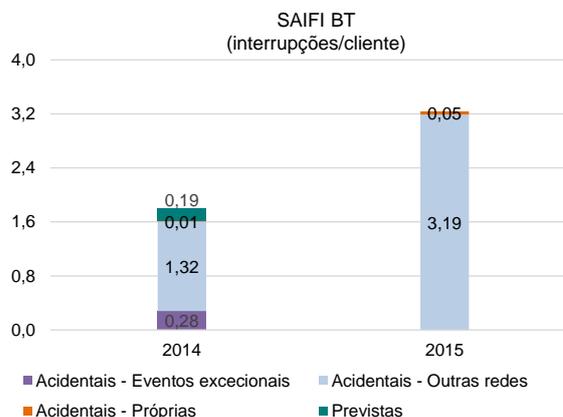
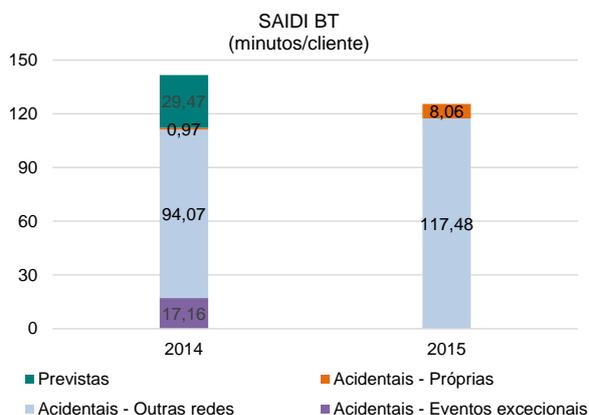
Relativamente às interrupções previstas, que representaram 36% e 94% dos valores totais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT respetivamente, a C.E. de Loureiro esclareceu que estas interrupções se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados em todos os PT da respetiva rede. A maioria destas

interrupções ocorreu no 4º trimestre do ano de 2015.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2015, a

totalidade dos clientes tem classificação de zona C e que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

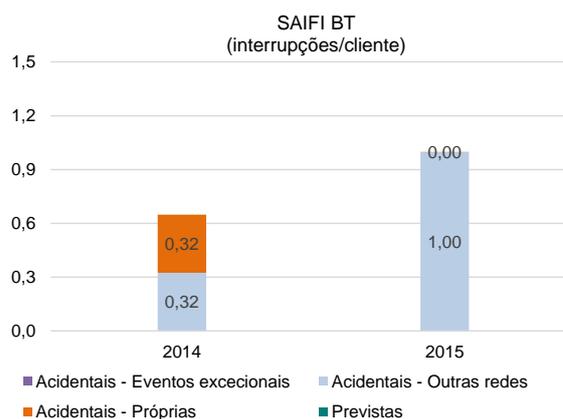
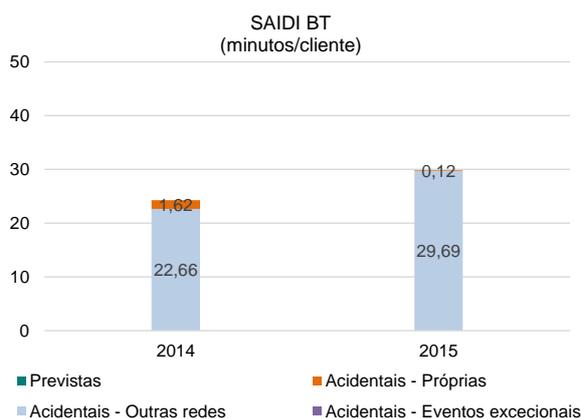
CEVE



Em 2015, a CEVE não foi afetada por interrupções previstas e devidas a eventos excepcionais. As interrupções da responsabilidade da CEVE (previstas e próprias) representaram apenas 2% e 6%, dos valores totais do SAIFI BT e do SAIDI BT.

A CEVE informou ainda que em 2015 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

Cooperativa Eléctrica de Vilarinho

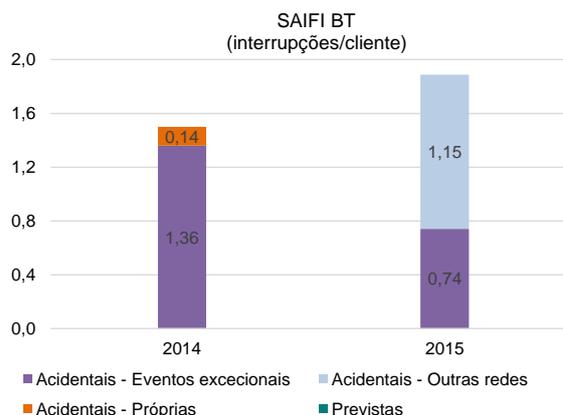
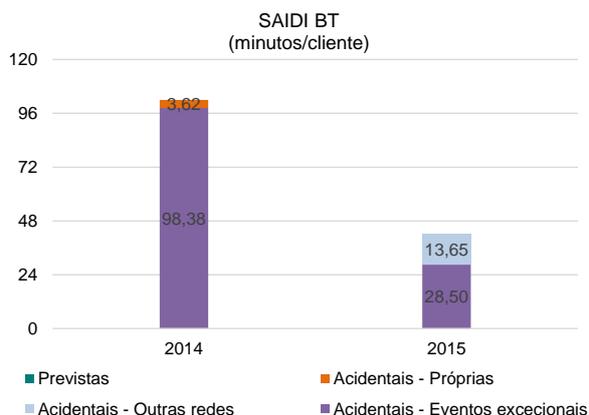


Em 2015, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 29,81 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,00 interrupções/cliente. A rede a montante da C.E. de Vilarinho contribuiu em

aproximadamente de 100% dos valores de SAIFI BT e SAIDI BT.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Vilarinho, relativa ao ano de 2015, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Cooproriz



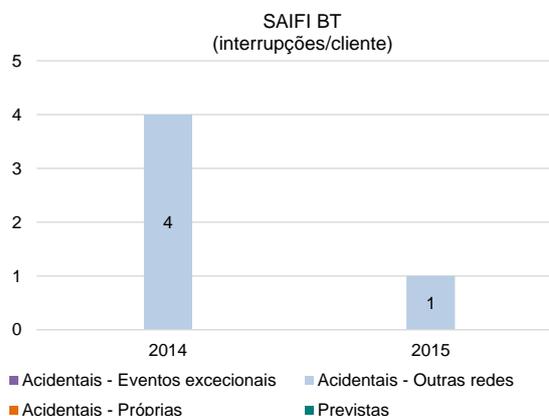
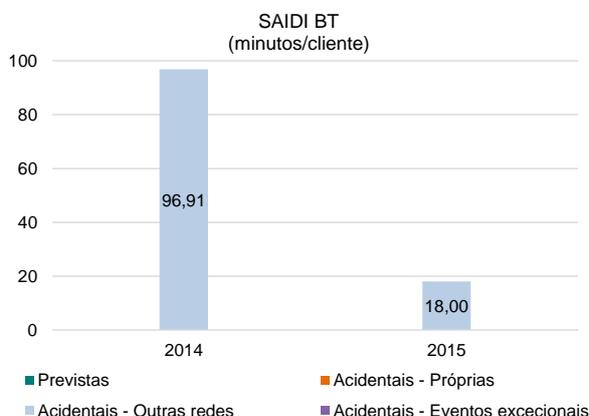
Em 2015, a Cooproriz registou um valor total de SAIFI BT de 1,89 interrupções/cliente e de SAIDI BT de 42,15 minutos/cliente, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

O evento excepcional que afetou a rede da Cooproriz teve origem na rede da EDP Distribuição e foi causado pelo corte de ramos

de árvore, a sua contribuição para os valores totais dos indicadores está registada no quadro.

De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa ao ano de 2015, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

Junta de Freguesia de Cortes do Meio

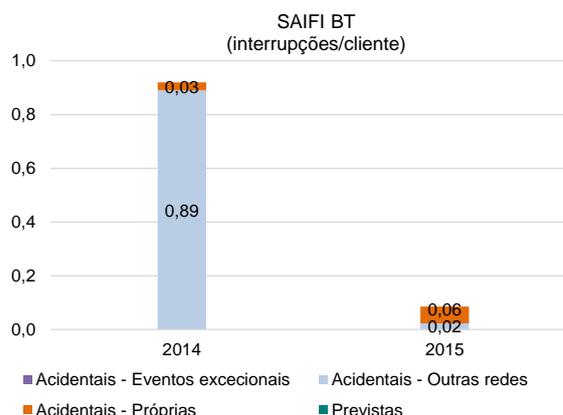
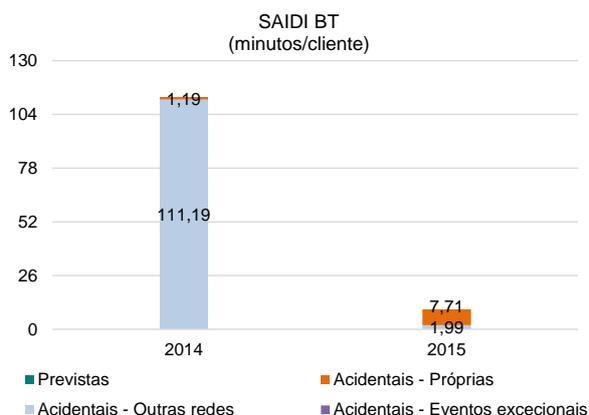


Em 2015, cada cliente da J.F. de Cortes do Meio registou 1 interrupção acidental com origem nas redes a montante.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2015,

verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

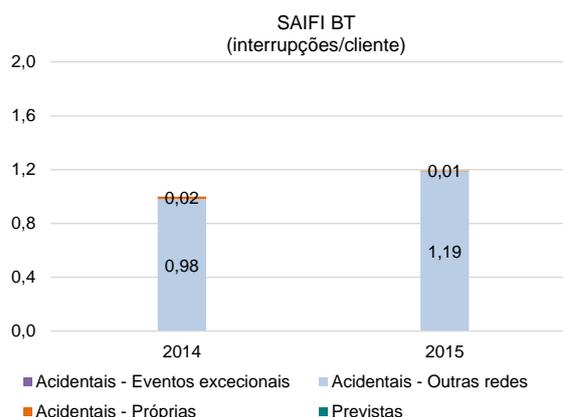
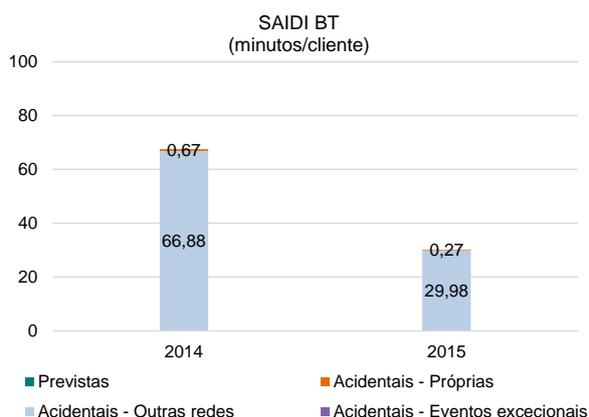
A LORD



Em 2015, a A LORD registou um valor total de SAFI BT de 0,09 interrupções/cliente e de SAIDI BT de 9,70 minutos/cliente, considerando todas as interrupções sentidas pelos seus clientes.

De acordo com a informação enviada pela A LORD, relativa ao ano de 2015, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

CESSN



Em 2015, a CESSN, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 30,25 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,19 interrupções/cliente.

De acordo com a informação enviada pela CESSN, relativa ao ano de 2015, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

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 2015, 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 essencialmente interrupções 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 por alguns 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 segunda vez, pela maioria dos operadores, um nível de harmonização que permite 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 e à CEL pode já ser consultada através das seguintes hiperligações:

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

<http://www.celoureiro.com/seccao.php?s=qualidade#tabs-monitorizacao>

CARACTERIZAÇÃO

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

A Celer

Em 2015, a A Celer realizou pela segunda vez ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

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

- Analisador de redes (tipo QNA-112), com transmissão remota dos elementos registados em 3 dos seus postos de transformação;

- Supervisores de baixa tensão (SBT) instalados nos seus 44 postos de transformação;
- Contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de baixa tensão explorada pela A Celer.

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

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

- Amplitude da tensão;
- Valor eficaz da tensão e corrente;
- Tremulação (*flicker*) da tensão;

- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da A Celer, nas ações de monitorização efetuadas em 2015, quer através do analisador de redes instalado em 3 postos de transformação, quer através dos SBT instalados nos seus 44 postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

Cooperativa Eléctrica de Loureiro

Em 2015, a C.E. de Loureiro 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 em dois postos de transformação com recurso a um analisador de redes da Classe A, conforme classificação da IEC 1000-4-30 de 2003. Este analisador de redes permitiu monitorizar os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

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

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

Para os eventos de tensão foram analisados os seguintes parâmetros:

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

De acordo com a informação da C.E. de Loureiro, nas ações de monitorização efetuada em 2015 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CEVE

Em 2015, a CEVE realizou pela quarta 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 2015 foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para os parâmetros amplitude de tensão (1 semana não conforme) e distorção harmónica da tensão (incumprimento dos valores na 5.^a e 7.^a harmónica).

A LORD

Em 2015, a A LORD 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 LORD consideraram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

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

De acordo com a informação da A LORD, nas ações de monitorização efetuada em 2015 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CESSN

Em 2015, a CESSN 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 utilizando 2 sistemas de monitorização distintos:

- Analisador de redes (tipo QNA-112), com transmissão remota dos elementos

registados em 3 dos seus postos de transformação.

- Supervisores de baixa tensão (SBT) instalados nos seus 30 postos de transformação. Estes SBT permitiram monitorizar, de forma permanente, os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

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

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

De acordo com a informação da CESSN, nas ações de monitorização efetuada em 2015 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2015, a A Celer, a C. E. de Loureiro, a CEVE, a A LORD e a CESSN foram os únicos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT a realizar a monitorização da qualidade da onda de tensão nas suas redes.

A monitorização da qualidade da onda de tensão é uma prática que deve ser seguida pela totalidade dos operadores, de forma a efetivar as respetivas ações de monitorização no decorrer do ano de 2016.

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 atual 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 ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O atual RQS estabelece também indicadores gerais e individuais para as redes de distribuição das 9 ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados.

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação) como é o caso das ilhas da Região Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções

com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e, com o 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 2015 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

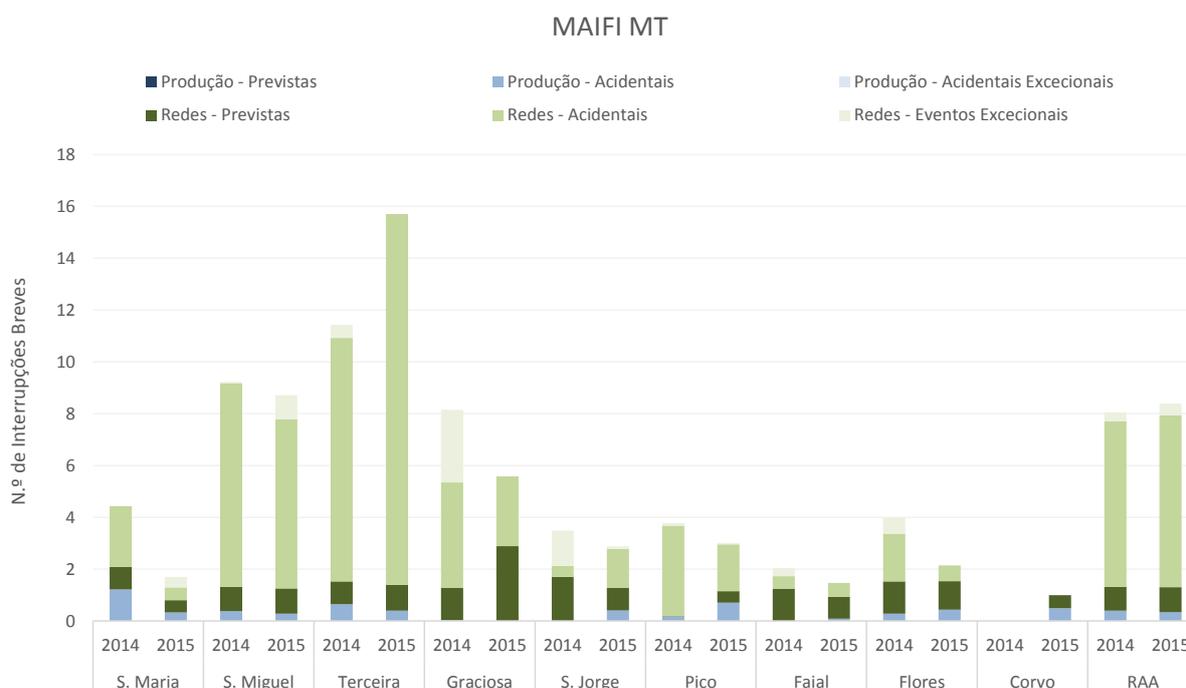
As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percecionada pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão. Nos indicadores 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)	104,9	185,5	14,8
TIEPI MT (min)	71,5	126,4	10,1
SAIDI MT (min)	93,4	170,0	14,9
SAIFI MT (interrup)	0,939	7,295	0,754
MAIFI MT (interrup)	0,966	6,974	0,452
SAIDI BT (min)	80,3	187,7	14,5
SAIFI BT (interrup)	0,927	8,188	0,812

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,

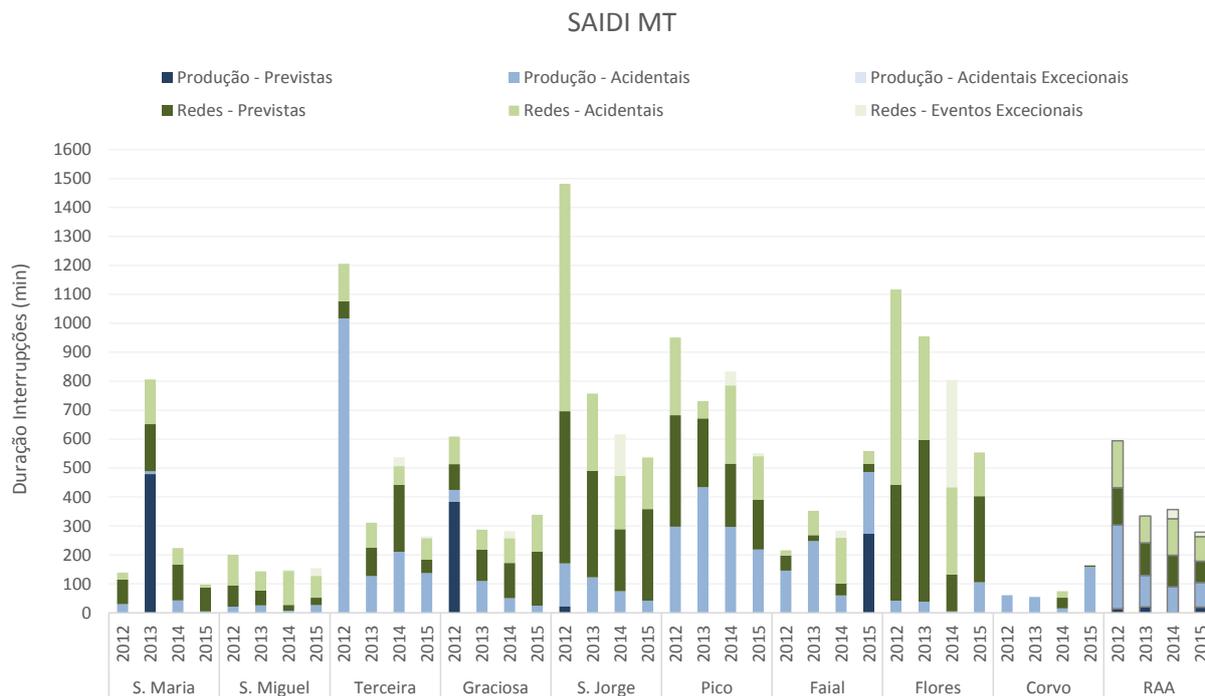
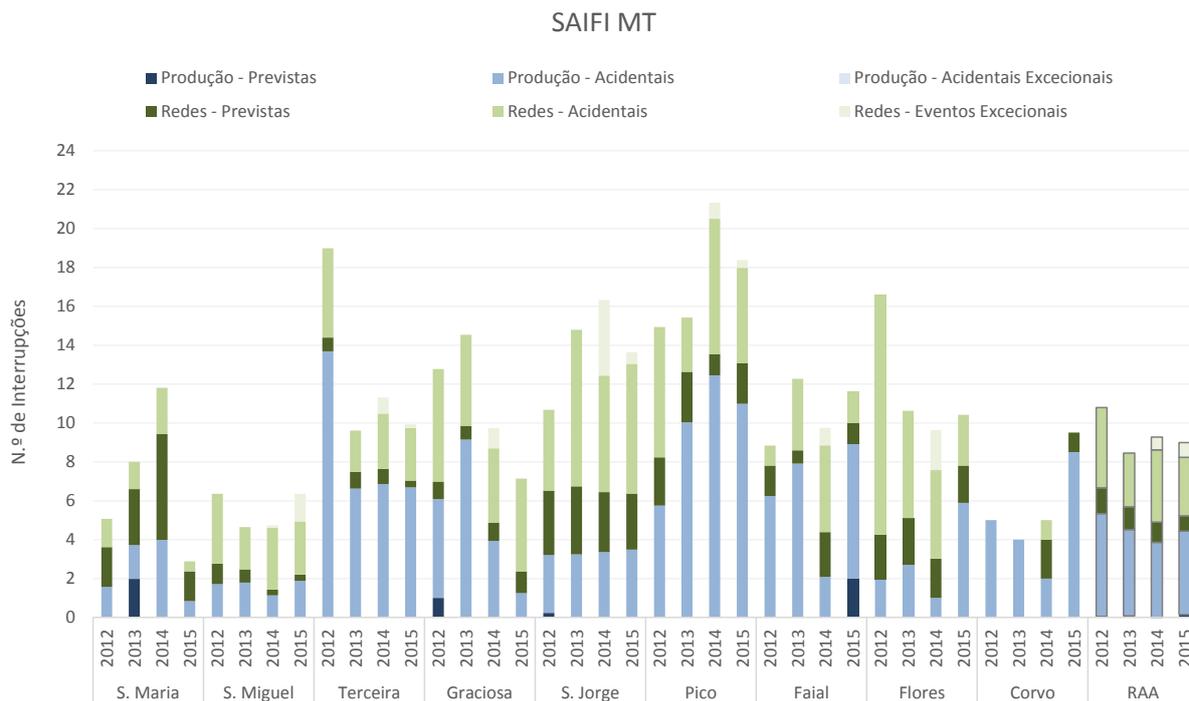
em média, a 45% do SAIDI das interrupções acidentais. Em relação ao número de interrupções o impacto é inferior. O indicador SAIFI das interrupções previstas corresponde, em média, a 11% do valor das interrupções acidentais.

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 2012-2015, e ainda o desempenho para o período 2014-2015 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.



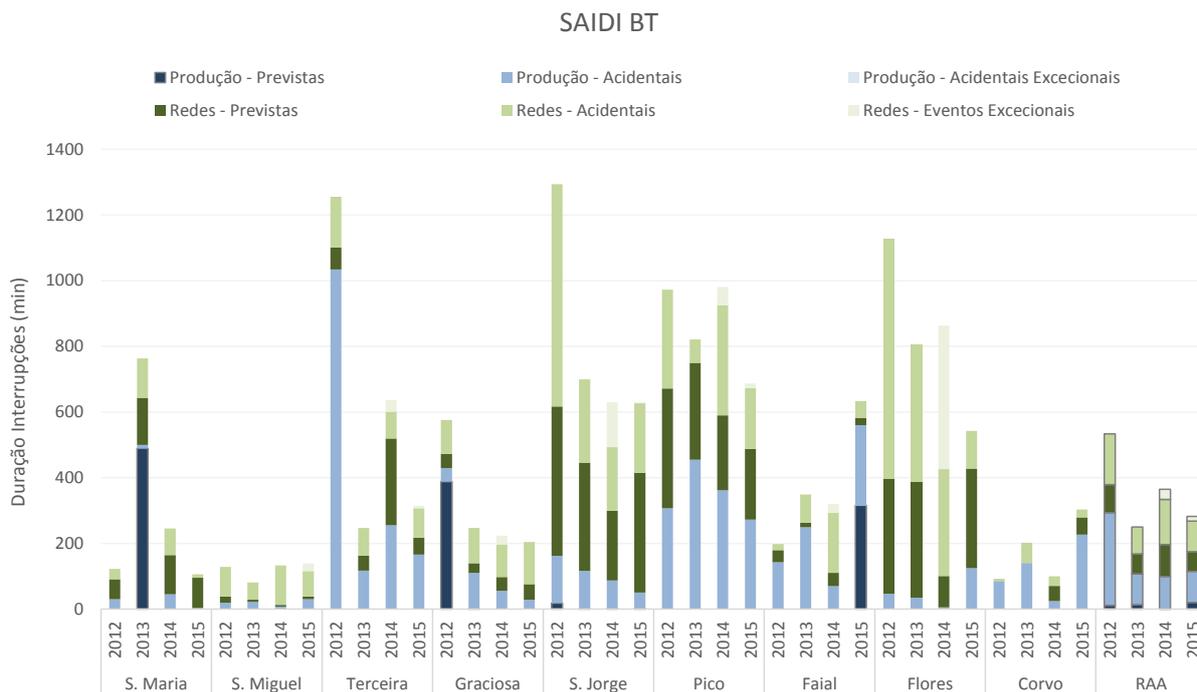
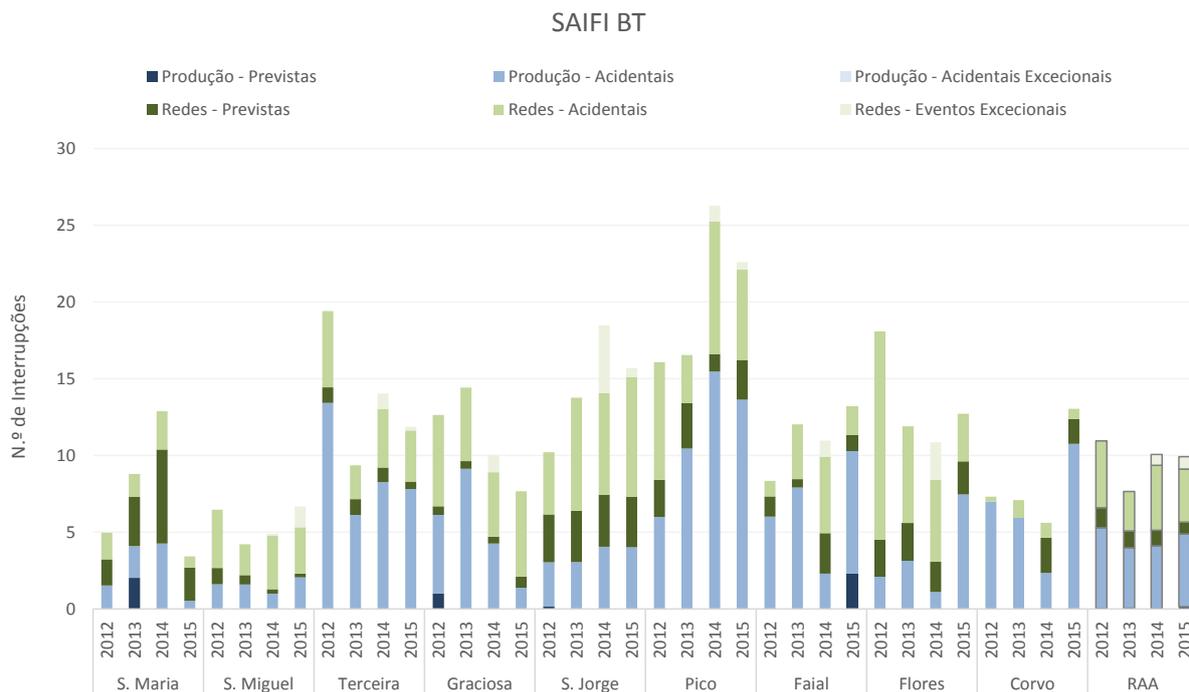
Em relação ao ano 2015, a análise do indicador MAIFI MT da RAA mostra que 79% do seu valor resulta de interrupções acidentais com origem nas redes e que o contributo da produção é de

apenas 4%. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Terceira e Corvo, todas as ilhas apresentaram uma tendência de redução do número de interrupções com duração inferior a 3 minutos.



No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos PdE em MT, a nível da RAA, é notória a redução do número e duração média das interrupções, ao longo do período 2012-2015.

Após a inexistência de interrupções previstas com origem na produção em 2014, voltou a aumentar o contributo destas interrupções para os indicadores de continuidade de serviço no ano de 2015.



Da análise individualizada do indicador SAIFI MT para cada uma das ilhas, destaca-se uma tendência de redução nas ilhas de S. Maria, Terceira, Graciosa, S. Jorge e Pico.

Nas restantes ilhas o valor deste indicador cresce face ao ano 2014, para o qual tem contribuído o crescimento das interrupções acidentais com origem na produção.

Relativamente ao indicador SAIDI MT para cada uma das ilhas, destacam-se as evoluções positivas registadas nas ilhas de S. Maria, Terceira, S. Jorge, Pico e Flores, para as quais contribuiu, essencialmente, a redução do conjunto de interrupções previstas e acidentais com origem na produção, face aos anos anteriores.

Em 2015, o indicador SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT apresenta uma tendência de estabilização quando comparado com o ano anterior. Relativamente ao indicador SAIDI BT da RAA, verifica-se uma tendência clara de redução ao longo do período 2012-2015. Apesar da generalidade das origens das interrupções contribuir para esta redução, são as interrupções previstas e acidentais com origem nas redes que maior contributo dão para a tendência decrescente identificada.

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

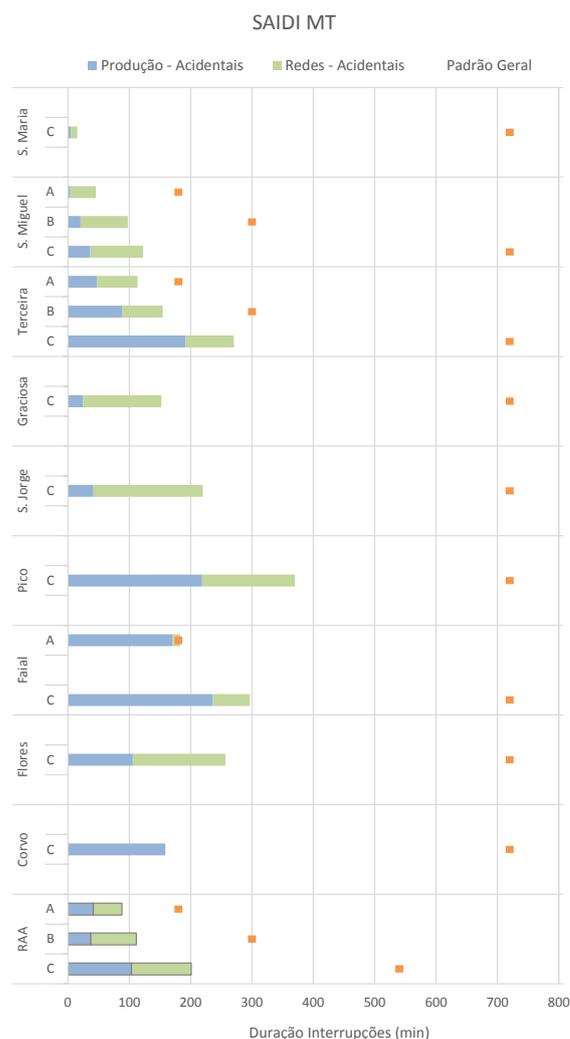
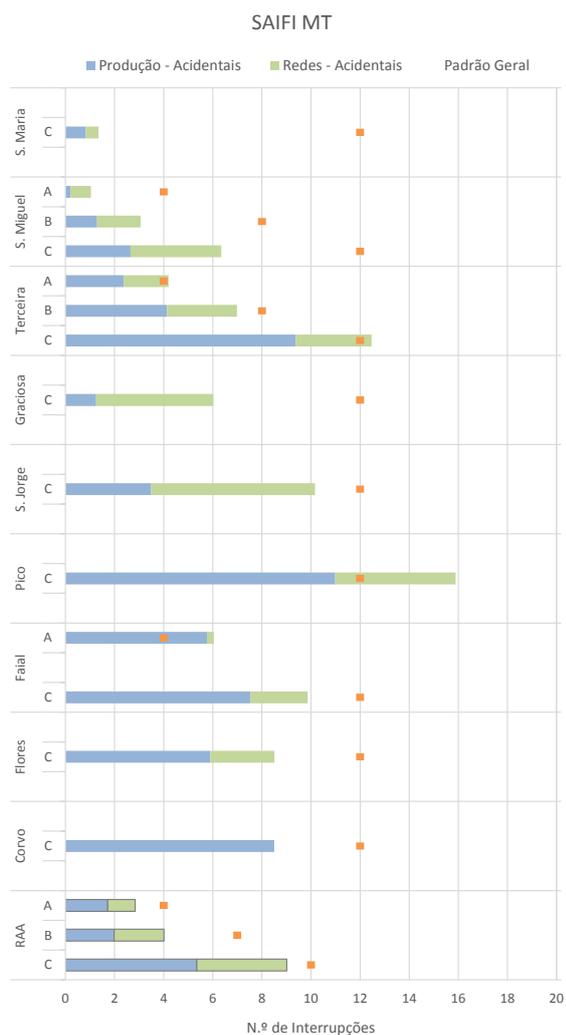
Relativamente ao indicador SAIDI BT para cada uma das ilhas, destaca-se a tendência de redução do indicador das ilhas S. Maria, S. Miguel, Terceira, Pico, e Flores, para o qual contribuiu a redução das interrupções com origem na produção.

Ainda em relação ao indicador SAIDI BT, em 2015, verifica-se que nas ilhas de S. Miguel, Pico, Terceira e S. Jorge, os Eventos Excepcionais com origem nas redes tiveram um contributo pouco significativo para o valor total do indicador.

Verificação do cumprimento dos padrões gerais

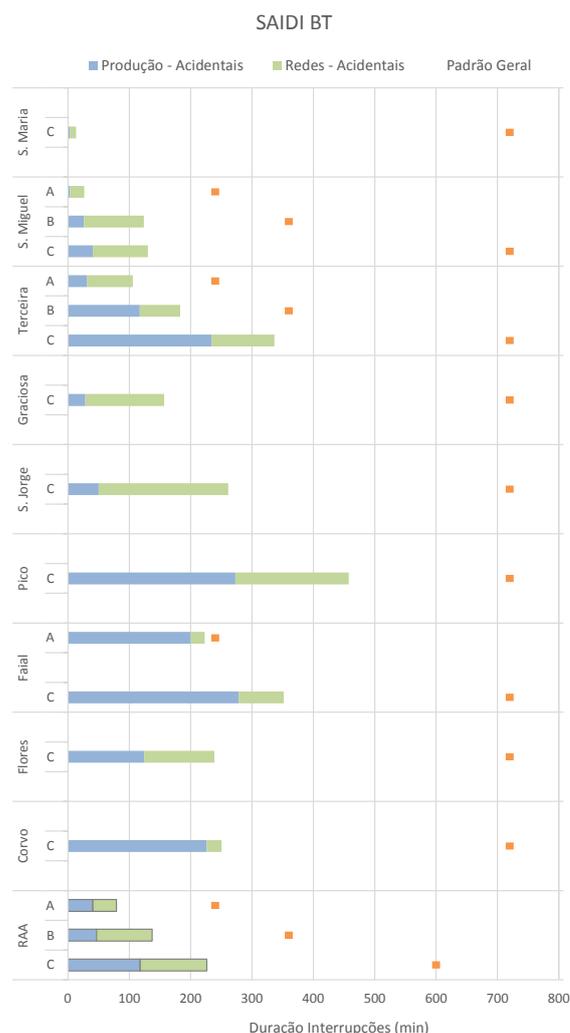
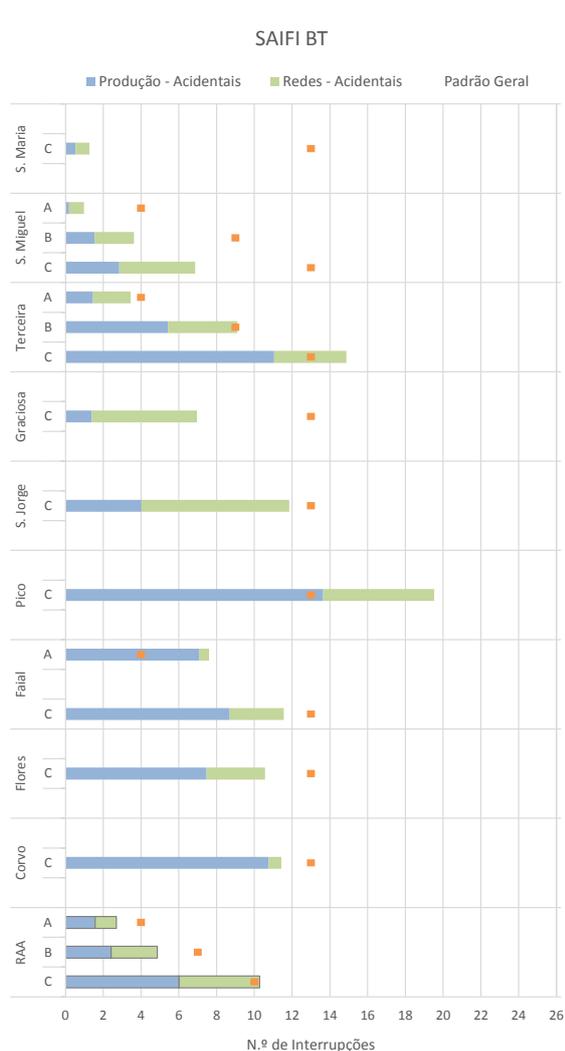
Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito os incidentes que tenham sido 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 e na zona A da ilha do Faial. Em relação ao indicador SAIDI MT, verifica-se uma situação de incumprimento na zona A da ilha do Faial.



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 B e C da ilha Terceira, na zona C da ilha do Pico e na zona A da ilha do Faial. Por seu lado, foram cumpridos todos os padrões estabelecidos para o indicador SAIDI BT.

As situações de incumprimento dos padrões verificadas no ano de 2015 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 2015, a ERSE aprovou a classificação de vinte 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. A causa desses incidentes foi vento de intensidade excepcional.

A descrição desses incidentes, ocorridos no dia 14 de dezembro de 2015, é apresentada seguidamente:

14 de dezembro de 2015

No dia 14 de dezembro, o Serviço Regional de Proteção Civil e os bombeiros dos Açores emitiu um alerta para as ilhas dos grupo central (Terceira, Graciosa, S. Jorge, Pico e Faial), com aviso laranja, o segundo mais grave de uma escala de quatro, devido à previsão de ventos fortes, com rajadas entre 140 e 160 km/h.

Nesse mesmo dia foi também emitido um alerta para o grupo oriental (ilhas de S. Miguel e S. Maria) sob aviso vermelho, devido à previsão de ventos fortes, com possibilidade de rajadas de 150 km/h.

Na sequência dos ventos de intensidade excepcional verificados foram registadas ocorrências que deram origem a interrupções de fornecimento nas redes da EDA. Estas interrupções afetaram um total de 929 clientes MT e 49870 clientes BT, distribuídos pelas ilhas de S. Miguel, S. Maria, Terceira, Graciosa, S. Jorge, Pico, Faial e Flores. O tempo total de interrupção de fornecimento foi de ordem das 35 horas e 58 minutos. Já o respetivo SAIDI MT, de 14,9 minutos, correspondeu a um contributo de

8,1% para o valor do indicador relativo às interrupções acidentais registadas em 2015 na RAA.

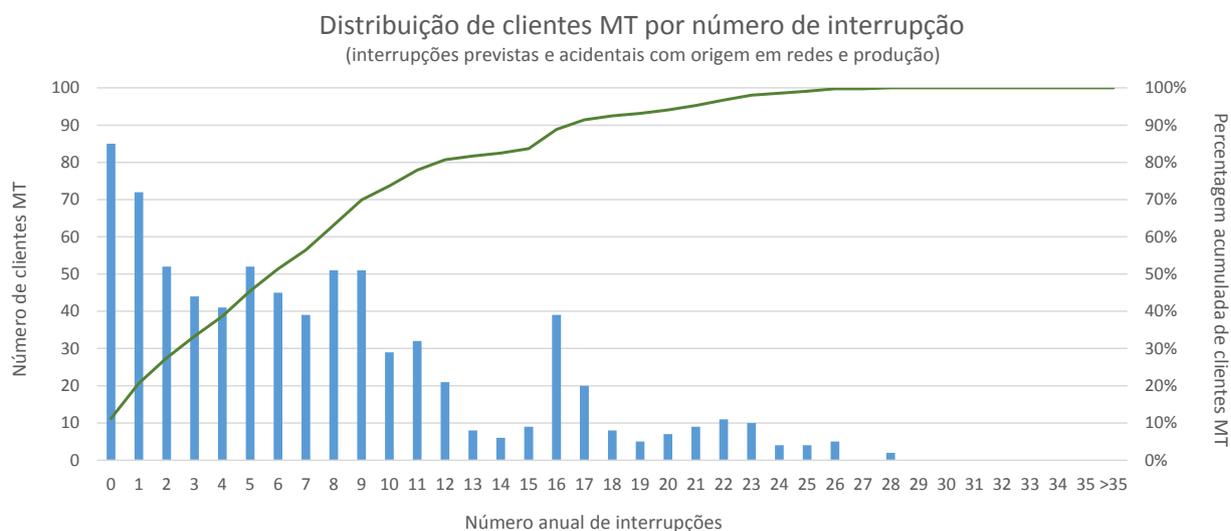
Incidentes de Grande Impacto

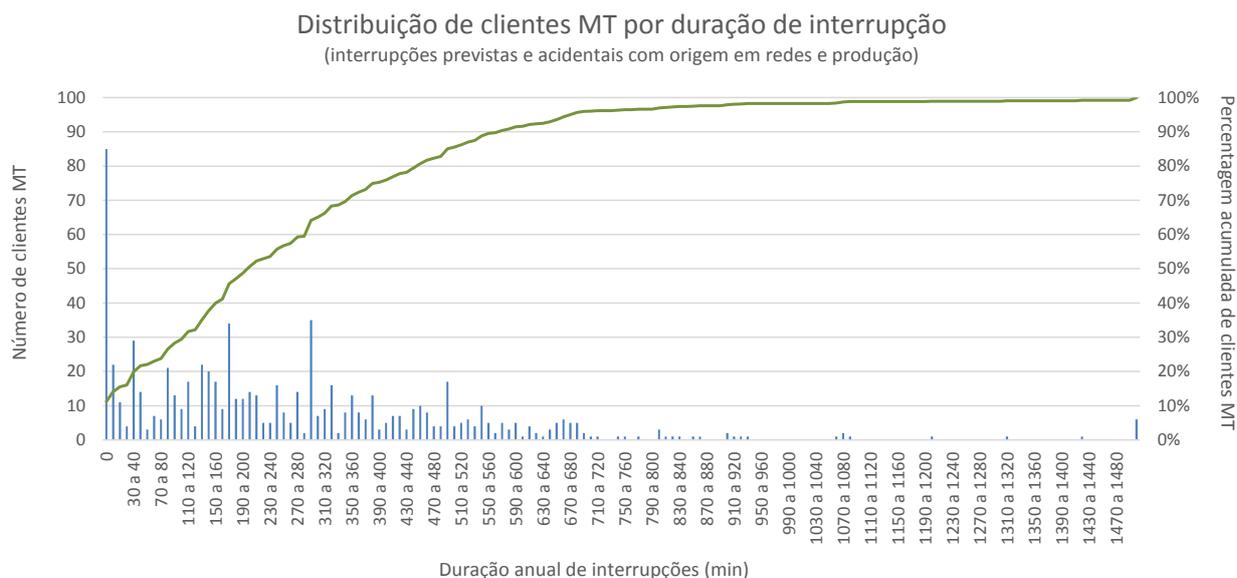
Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 5 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira e 1 MWh nas restantes ilhas da RAA.

No decorrer do ano de 2015 verificou-se a ocorrência de 25 incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA. O mês do ano em que se registou um maior número destes incidentes foi outubro (5 incidentes), enquanto as ilhas com maior número de ocorrências foram a ilha do Pico (9 incidentes), a ilha do Faial (6 incidentes) e a ilha de S. Jorge (5 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.

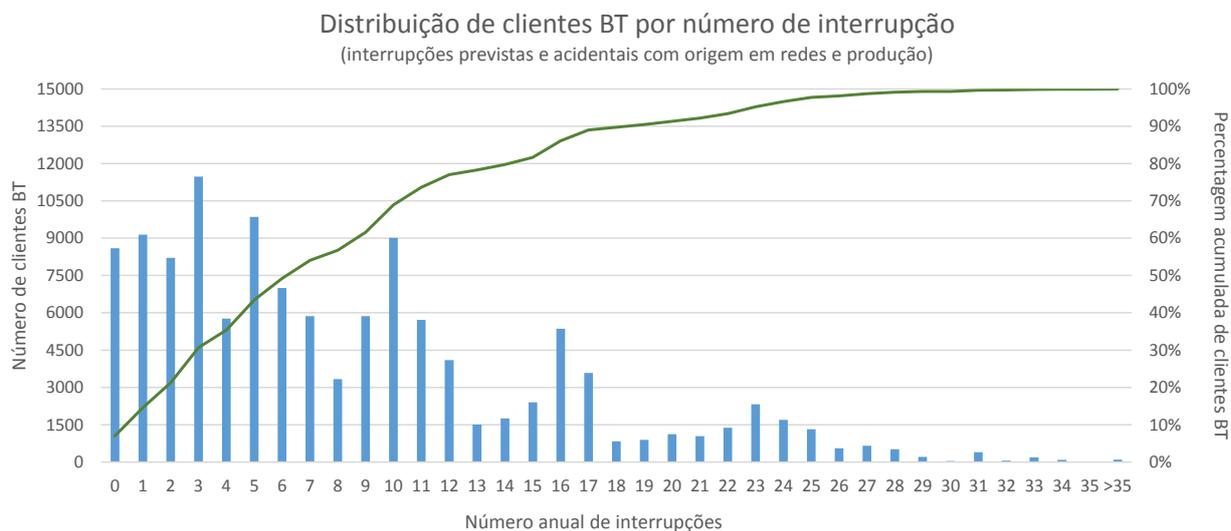


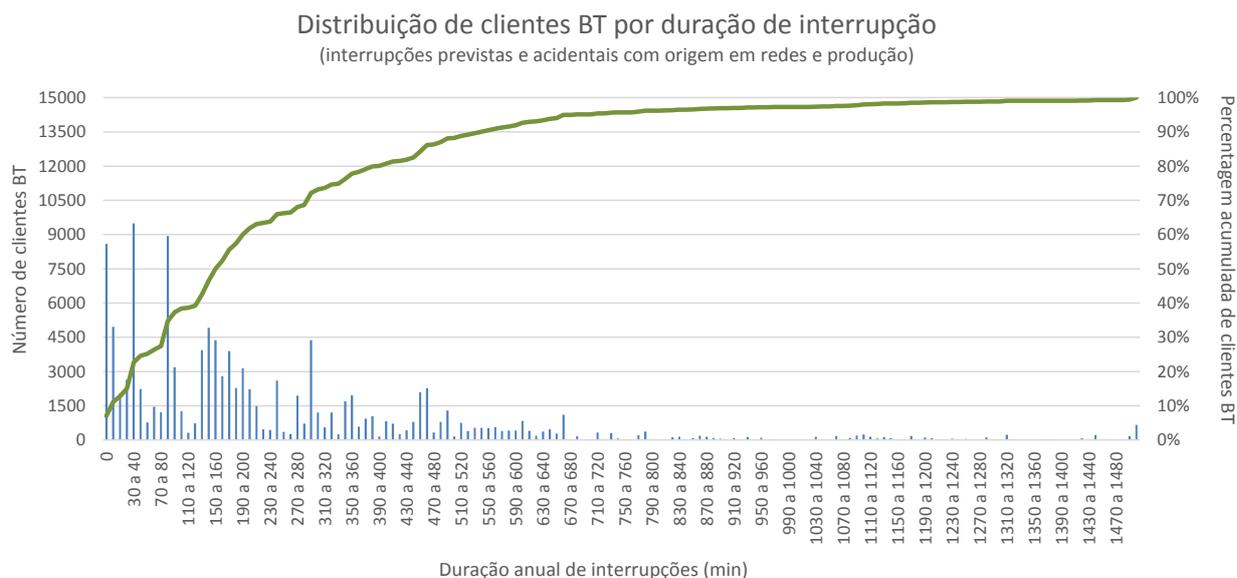


Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que em 2015, 11,2% dos clientes não tiveram qualquer interrupção longa e que 51,4% tiveram menos de 6 interrupções ao longo do ano. Por seu lado, os clientes sujeitos a um número de

interrupções superior a 25 corresponderam a apenas 1% do total de clientes.

Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que 51% dos clientes em MT teve um tempo total de interrupção inferior a 3 horas e 20 minutos. Os clientes sujeitos a um tempo total de interrupção superior a 11 horas corresponderam a 6% do total de clientes MT.





A análise dos histogramas para os clientes em BT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção) demonstra que 6,5% dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa e que 49% 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 25.

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 5% dos clientes foram interrompidos durante mais de 11 horas e 10 minutos.

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 92 situações de incumprimento, das quais, 84% corresponderam a clientes em BT.

Os incumprimentos registados nos PdE em MT resultaram, em cerca de 13% 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 inferior, representando 9% das situações.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 1833 euros (em 2014 este valor foi de 9996 euros). Deste total, o montante aplicado no Fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 0,46 euros (em 2014 tinha sido de 6 euros). Ainda em relação ao valor das compensações pagas, os clientes em BT apenas representaram 34% do montante total.

Apesar das situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções ser superior aos incumprimentos por número de interrupções, são estes últimos dão origem a 57% 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 35% 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 2015.

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					2		2
		B	7						7
	Terceira	A	3	1	3		6		13
		B		2	1		4		7
		C					1		1
	Faial	A	2		4		13	1	20
		C					1		1
	Pico	C					39		39
	S. Jorge	C					2		2
	Total			12	3	8		68	1
Montante (euros)	S. Miguel	A					8,16		8,16
		B	604,14						604,14
	Terceira	A	339,36	0,78	45,98		8,29		394,41
		B		217,44	1,21		13,23		231,88
		C					5,74		5,74
	Pico	C					317,52		317,52
	Faial	A	48,48		12,1		72,23	96,68	229,49
		C					18,41		18,41
	S. Jorge	C					23,53		23,53
	Total			991,98	218,22	59,29		467,11	96,68

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2015 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAA, sobretudo ao nível da duração das interrupções. Apesar da generalidade das origens das interrupções ter contribuído para esta redução, foram as interrupções com origem nas redes 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, na zona A da ilha do Faial e na zona C

da ilha do Pico. Verificou-se ainda um incumprimento do padrão geral para a zona C da RAA e para a zona B da ilha Terceira relativo ao indicador SAIFI BT.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço verificaram-se 92 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 84% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 1833 euros (em 2014 este valor foi de 9996 euros).

3.10 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

O 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/Indicador-es-de-Qualidade-da-Onda-de-Tensao.aspx>

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização aprovado para a EDA respeitante ao ano de 2015 foi executado quase na integra tendo contemplado a medição dos pontos das redes de transporte e distribuição, de acordo com o que abaixo se descreve.

A taxa de realização do plano de monitorização da qualidade de energia elétrica para o ano de 2015 foi de 89,8%. 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 2015, realizou medições da qualidade da onda de tensão em 28 subestações e postos de seccionamento das

redes de transporte e distribuição em AT e MT, totalizando um conjunto de 51 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 2015 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação, na central da ilha do Corvo e num posto de transformação da ilha Terceira.

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	8,5	-	-	-	-
80 > u >= 70	-	1,0	-	2,0	-
70 > u >= 40	-	1,0	-	4,0	-
40 > u >= 5	-	-	-	-	-
5 > u	-	-	-	-	-

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	-	-	-

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 17 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, não se tendo identificado a ocorrência de qualquer sobretensão.

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	20,33	15,33	4,33	0,33	-
	30	33,86	10,29	3,43	-	-
	10	20,00	8,00	5,00	-	-
80 > u >= 70	60	5,33	16,33	7,00	1,00	-
	30	17,86	13,29	5,86	2,43	0,14
	10	23,50	9,90	4,10	0,70	-
70 > u >= 40	60	-	16,33	3,33	6,67	-
	30	14,71	15,86	6,00	6,14	0,14
	10	10,90	24,00	7,60	7,90	-
40 > u >= 5	60	0,33	-	0,67	-	-
	30	3,14	8,57	1,43	2,14	-
	10	0,60	3,40	1,30	0,20	-
5 > u	60	5,00	-	-	-	-
	30	4,14	1,57	0,14	-	0,43
	10	6,50	0,20	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	-	0,14	-
	10	-	-	-
120 > u > 110	60	2,00	-	-
	30	-	-	-
	10	0,10	-	-

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 135 e identificou-se apenas 0,4 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	86,00	7,67	1,00	-	-
	15	82,11	9,78	1,22	0,78	-
	6,9	78,00	4,00	-	-	-
80 > u >= 70	30	13,67	5,00	-	-	-
	15	25,22	2,11	0,78	-	-
	6,9	21,00	1,50	-	-	-
70 > u >= 40	30	3,67	13,67	2,33	0,33	0,33
	15	15,78	11,00	1,67	0,33	-
	6,9	12,50	7,00	2,00	-	-
40 > u >= 5	30	1,33	0,67	1,00	-	-
	15	3,22	3,67	1,67	-	-
	6,9	1,00	1,00	1,00	-	-
5 > u	30	0,67	-	-	-	0,67
	15	18,00	1,33	-	0,11	-
	6,9	9,50	-	-	-	-

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	-	-	-
	6,9	1,00	-	-
120 > u > 110	30	-	-	-
	15	0,67	-	-
	6,9	0,50	-	-

Na ilha Terceira, a monitorização incidiu 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 160, tendo-se verificado um número de sobretensões de 0,6.

Ilha Graciosa					
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	32,0	11,0	2,0	-	-
80 > u ≥ 70	5,0	12,0	1,0	-	-
70 > u ≥ 40	-	3,0	-	-	1,0
40 > u ≥ 5	-	7,0	2,0	-	-
5 > u	-	-	-	-	-

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	-	1,0	-
120 > u > 110	3,0	5,0	-

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada num único ponto da rede de 15 kV, no qual se registaram 76 cavas de tensão e 9 sobretensões.

Na ilha de S. Jorge também foi realizada monitorização num único ponto da rede de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 99 cavas de tensão e 7 sobretensões.

Ilha S. Jorge					
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	40,0	8,0	5,0	7,0	-
80 > u ≥ 70	-	4,0	4,0	5,0	-
70 > u ≥ 40	-	7,0	-	1,0	2,0
40 > u ≥ 5	-	-	5,0	4,0	-
5 > u	1,0	4,0	-	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	3,0	4,0	-

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 117, tendo-se identificado uma média de 10 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
90 > u ≥ 80	30	76,00	3,00	3,00	2,00	-
	15	35,33	7,67	7,67	5,33	-
80 > u ≥ 70	30	20,00	6,00	2,00	2,00	-
	15	6,00	2,33	3,33	3,00	0,67
70 > u ≥ 40	30	2,00	16,00	3,00	3,00	3,00
	15	8,33	2,33	1,33	3,00	2,67
40 > u ≥ 5	30	-	-	-	1,00	-
	15	9,00	1,00	-	2,00	-
5 > u	30	-	-	-	1,00	-
	15	6,00	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	-	-	-
	15	-	-	0,67
120 > u > 110	30	2,00	-	-
	15	6,00	2,00	4,00

Na ilha do Faial, a monitorização incidiu sobre três pontos da rede de 15 kV. O número de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 62, tendo-se verificado um número médio de sobretensões de 4.

Ilha Faial					
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	22,33	4,67	0,67	2,00	-
80 > u ≥ 70	3,33	1,00	1,33	0,67	0,67
70 > u ≥ 40	1,67	2,33	0,33	1,00	0,33
40 > u ≥ 5	0,33	2,00	-	0,33	-
5 > u	10,33	4,67	1,33	0,33	-

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	0,7	-	-
120 > u > 110	2,3	0,7	-

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em cinco pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 62 cavas de tensão e 6 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	8,60	10,80	5,00	1,60	-
80 > u ≥ 70	-	4,40	5,60	4,80	-
70 > u ≥ 40	0,80	2,80	0,80	2,20	1,00
40 > u ≥ 5	-	2,40	0,20	-	-
5 > u	12,50	5,00	6,00	2,00	0,50

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	-	2,0	0,6
120 > u > 110	-	2,4	1,0

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 71 cavas de tensão e 1 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	24,00	6,00	4,00	5,00	-
80 > u ≥ 70	1,00	8,00	4,00	5,00	-
70 > u ≥ 40	-	1,00	-	-	-
40 > u ≥ 5	-	-	-	-	-
5 > u	5,00	1,00	3,00	1,00	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	1,0	-	-

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2015 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.

Em 2015, a taxa de realização desse plano por parte da EDA foi de 89,8%, com medições da qualidade da onda de tensão em 28 subestações e postos de seccionamento das

redes de transporte e distribuição em AT e MT, num total de 51 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 incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo e da ilha Terceira.

3.11 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

Desde 2014 que o RQS do setor elétrico para além de ter aplicação em Portugal continental, abarca ainda as regiões autónomas, o que não acontecia anteriormente em virtude de as regiões autónomas se regerem 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 ou igual 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 Electricidade da Madeira (EEM) começa por ser analisada com a apreciação dos indicadores da região e de cada uma das ilhas, seguida da verificação dos respetivos padrões.

De seguida, descrevem-se os incidentes que, no ano de 2015, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os incidentes

Nesse sentido, estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação de indicadores de continuidade de serviço e, com o 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, II série, número 33.

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

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

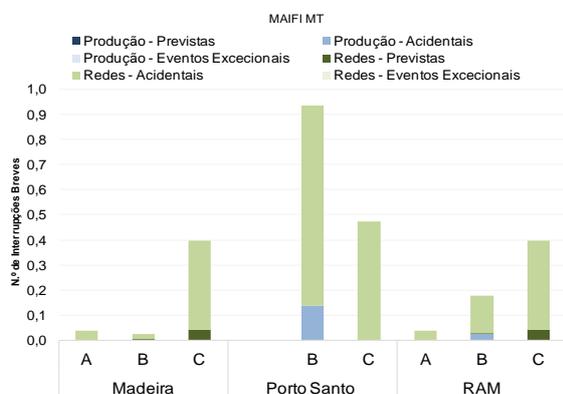
As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão AT, MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais, que se apresentam de seguida, são consideradas as interrupções por tipo de causa nas redes e na produção.

Indicador RAM	Previstas	Acidentais	
		Não Excepcionais	Excepcionais
END (MWh)	26,12	45,41	0
TIEPI MT (minutos)	16,02	28,03	0
SAIDI MT (minutos/PdE)	21,76	37,33	0
SAIFI MT (interrupções/PdE)	0,24	1,22	0
MAIFI MT (interrupções/PdE)	0,02	0,25	0
SAIDI BT (minutos/cliente)	24,88	27,82	0
SAIFI BT (interrupções/cliente)	0,26	0,98	0

Analisando os principais indicadores de continuidade de serviço da EEM, verifica-se que não existiram interrupções acidentais excepcionais no ano de 2015.

Realça-se ainda que, quanto ao indicador END, verifica-se uma diferença significativa entre o valor das interrupções previstas e das interrupções acidentais, correspondendo a uma variação de cerca de 57%.

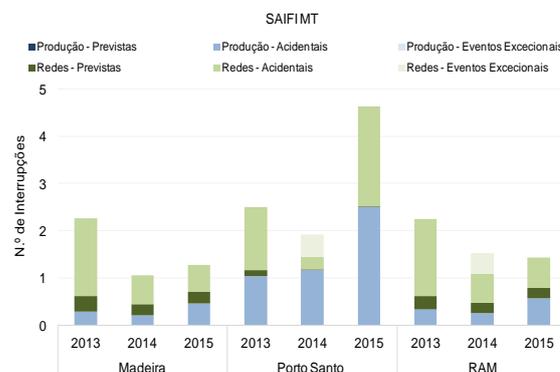
De seguida, apresenta-se o desempenho em 2015 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.



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

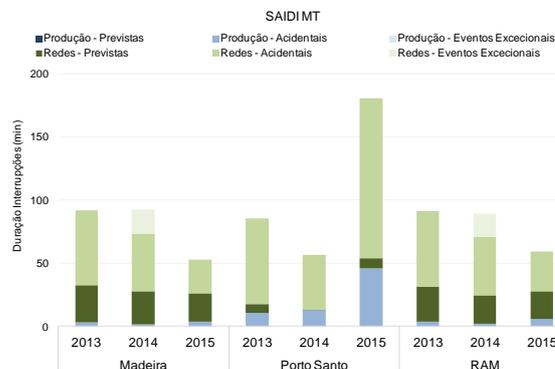
Seguidamente, apresentam-se os quadros que refletem a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para os pontos de entrega (PdE) em MT para o período 2013-2015.

Dos quadros em questão constam, entre outros, os eventos excepcionais. Importa referir que o conceito de Evento Excepcional só passou a ser considerado a partir do ano de 2014, pelo que, nos quadros seguintes só consta informação destes eventos a partir desse ano.



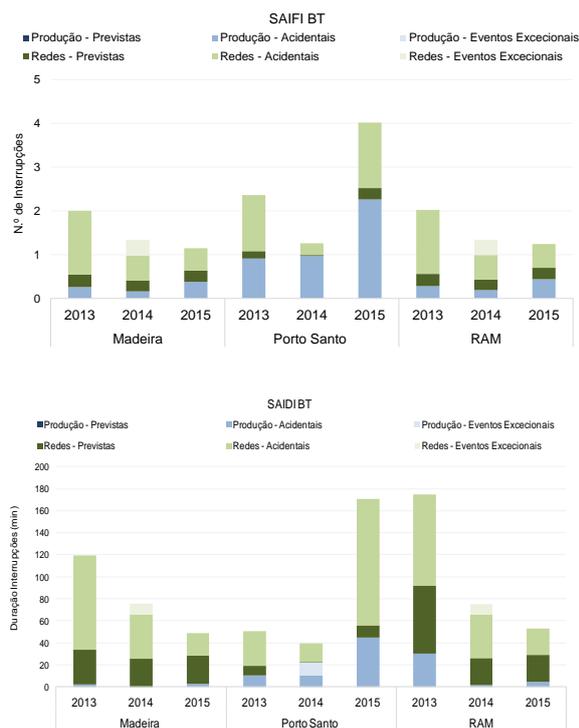
Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a ilha de Porto Santo mantém, à semelhança do ano anterior, um valor superior ao da ilha da Madeira.

Verifica-se ainda que na RAM existiu do ano de 2014 para o ano de 2015 um aumento das interrupções acidentais com origem na produção.



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

Seguidamente, apresentam-se os quadros que refletem a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT para o período 2013-2015.



Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se que apesar de a RAM apresentar um decréscimo do valor destes indicadores a ilha de Porto Santo teve um aumento do valor destes indicadores no ano de 2015.

Verificação do cumprimento dos padrões gerais

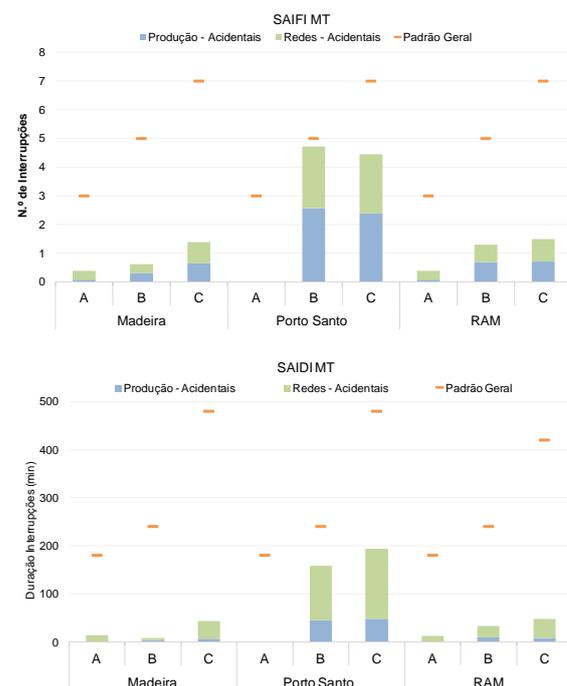
Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados.

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

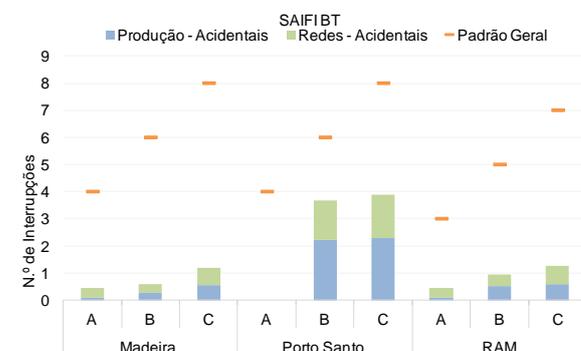
incidentes que tenham sido classificados pela ERSE como Eventos Excecionais.

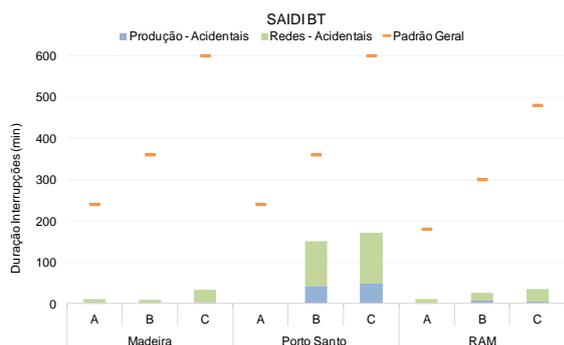
Em seguida, apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

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 ocorre 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 Excepcionais

No ano de 2015, não se verificou nas redes da EEM nenhum evento excepcional, ao contrário do ocorrido no ano anterior em que se verificaram nove eventos excepcionais.

Incidentes de Grande Impacto

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

No que respeita aos incidentes de grande impacto, foram reportados à ERSE os seguintes incidentes:

Incidente ocorrido no dia 10 de maio, na ilha de Porto Santo. Este incidente 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.

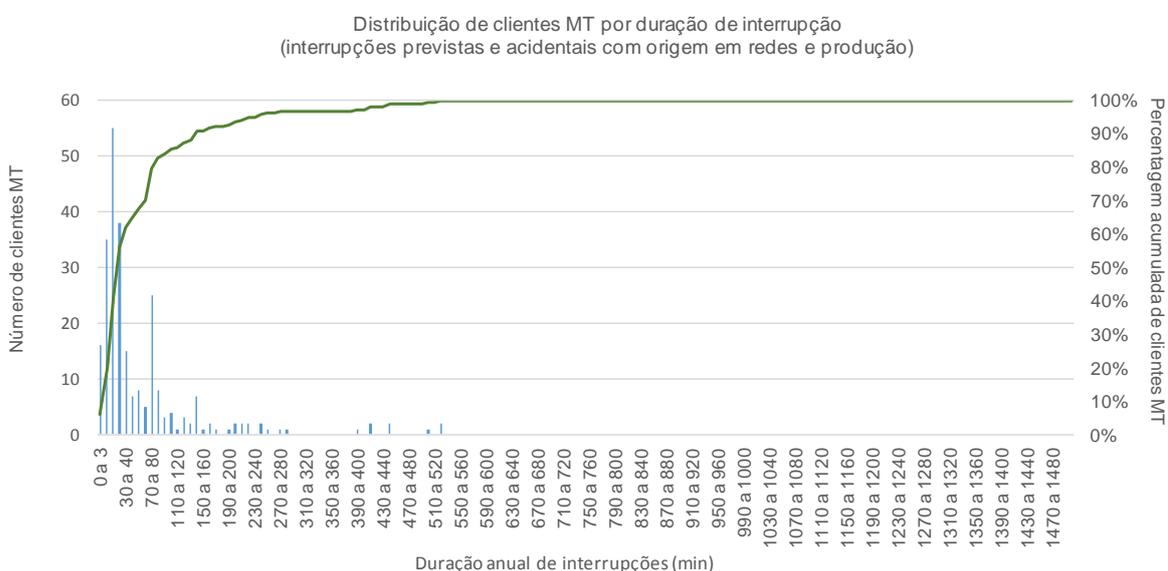
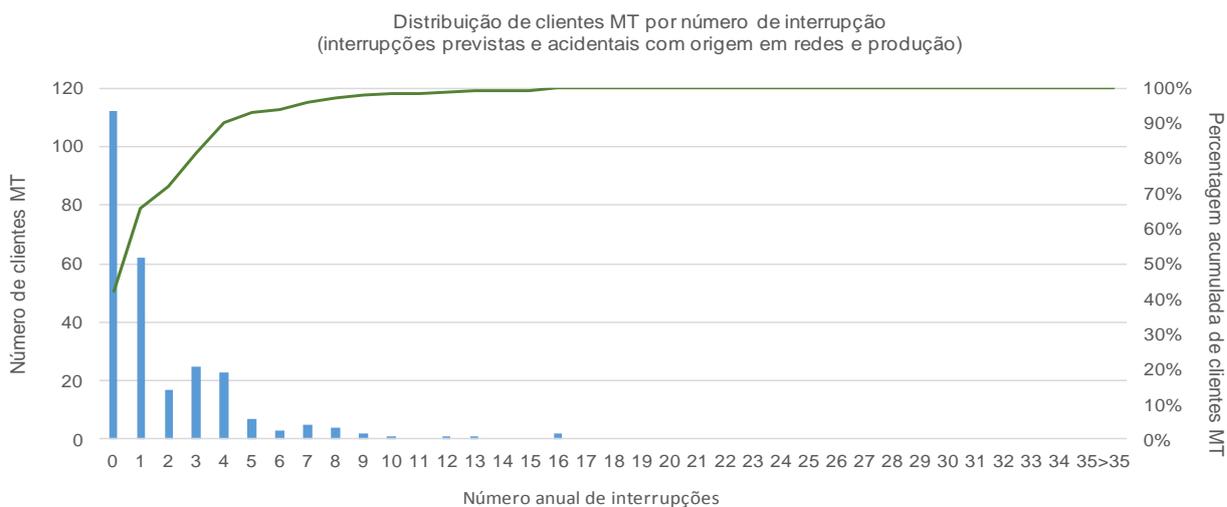
Incidente ocorrido no dia 29 de julho, na ilha de Porto Santo. Este incidente deveu-se a interrupção causada por intervenção humana, no decorrer de trabalhos de instalação de sistemas de climatização na Central de Porto Santo, provocando inadvertidamente o disparo da alimentação dos sistemas auxiliares da Central. A perda dos sinais alimentados pelas tensões provocou falhas nos sistemas da central termoelétrica, resultando na paragem dos grupos e consequente corte geral.

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.

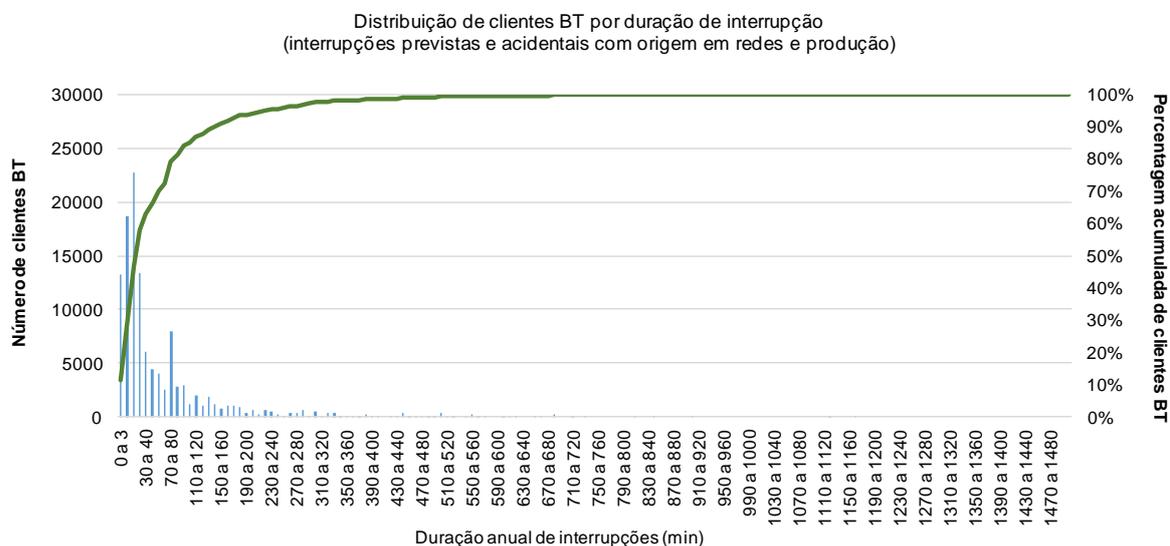
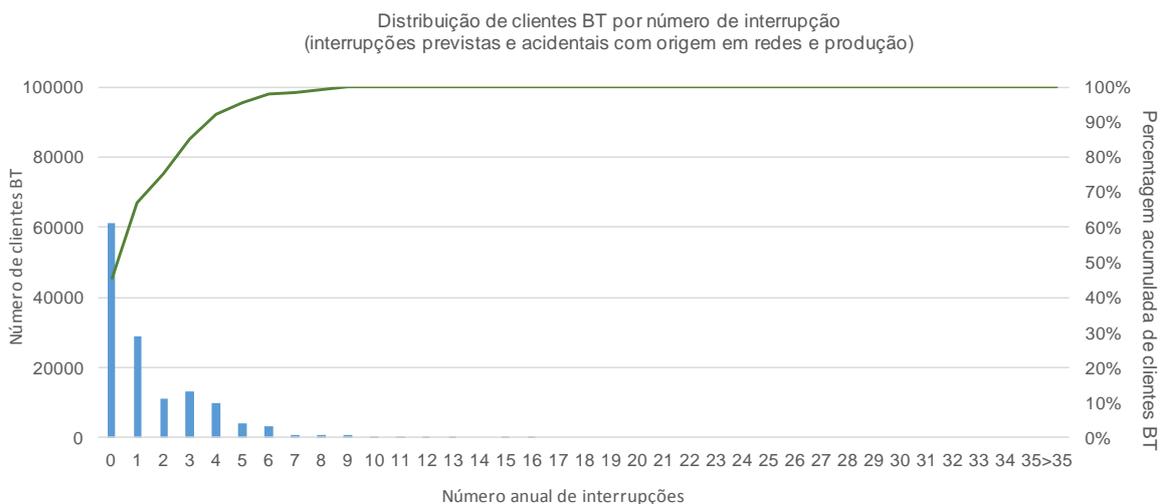
Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAM (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que em 2015, cerca de 90% dos clientes tiveram menos de 4 interrupções.

Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que cerca de 62% 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 cerca de 2% dos clientes tiveram pelo menos 6 interrupções e que mais de 58% dos clientes tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos.



Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 966,98 euros valor muito inferior ao ano anterior. Neste ano, ao contrário dos anos anteriores não existiu apuramento de valores a reverterem para o Fundo de investimento.

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 2015, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

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		2			1	0	3
		B							0
		C					7	1	8
	Total	0	2	0	0	8	1	11	
Montante (euros)	Madeira	A		830,00			15,90	0	845,90
		B		0				0	
		C		0			81,04	40,03	121,07
	Total	0	830,00	0	0	96,94	40,03	966,98	

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2015 registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAM face ao ano anterior.

Neste ano e à semelhança do ano 2014, apenas se verificaram incumprimentos 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 foi de 966,98 euros, valor inferior ao do ano anterior.

Refira-se ainda que, no ano de 2015, ao contrário do ocorrido nos anos anteriores não existiu apuramento de valores a reverterem para o Fundo de investimento.

3.12 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos. O RQS impõe aos operadores de rede a necessidade destes realizarem monitorização sistemática da qualidade da onda de tensão. 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://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/qualidade-de-servi%C3%A7o/monitoriza%C3%A7%C3%A3o-da-qualidade-de-energia-el%C3%A9trica-na-ram/>

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização aprovado para a EEM respeitante ao ano de 2015 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 2015 na RAM contemplaram medições anuais em 23 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Estes 23 pontos, contemplaram a monitorização permanente de duração anual em 11 pontos fixos (9 dos quais na ilha da Madeira e 2 na Ilha de Porto Santo) e 10 pontos móveis semestrais, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

A relação entre as semanas efetivamente monitorizadas e as semanas previstas atingiu 96% na ilha da Madeira e 88% na ilha do Porto Santo, sendo os casos de incumprimento do plano de monitorização devidos à ocorrência de anomalias/avarias em alguns equipamentos, problemas de comunicação e ausência de registos e atrasos nas instalações dos equipamentos.

Fenómenos contínuos

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

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

Assim, verificou-se quanto à distorção harmónica que os valores das tensões harmónicas individuais registaram três semanas não conformes da 5ª harmónica. No posto transformação de Porto Moniz foram registadas duas semanas com valores acima dos limites e no posto transformação de São Vicente foi registada uma semana com valores acima dos limites.

Eventos de tensão

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2015 na RAM contemplaram medições anuais em 11 pontos das redes de transporte e distribuição em MT, 9 dos quais na ilha da Madeira e 2 na ilha de Porto Santo. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em 5 pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

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 quadro relativo ao número de cavas de tensão por ponto de monitorização registado nas ilhas da Madeira e do Porto Santo, por nível de tensão e o quadro relativo às sobretensões por ponto de monitorização registado nas ilhas da Madeira e do Porto Santo.

No que respeita às sobretensões, registaram-se no ano de 2015 sobretensões por ponto monitorizado nas ilhas da Madeira e do Porto Santo.

Ilha da Madeira						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	U_n (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,2$	$0,2 < t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 1$	$1 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$90 > u \geq 80$	60	8,3	2,3	0,3	-	-
	30	6,4	2,0	0,4	-	-
	6,6	5,0	2,0	0,7	-	-
	0,23	0,9	0,9	0,1	-	-
$80 > u \geq 70$	60	2,3	-	0,7	-	-
	30	0,2	0,2	0,4	-	-
	6,6	1,7	-	-	-	-
	0,23	0,1	-	-	-	-
$70 > u \geq 40$	60	0,7	-	-	-	-
	30	1,6	0,4	-	-	-
	6,6	4,3	4,0	0,3	-	-
	0,23	0,3	0,8	-	-	-
$40 > u \geq 5$	60	-	1,0	-	-	-
	30	0,6	0,8	0,2	-	-
	6,6	1	0,3	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-
$5 > u$	60	-	-	-	-	-
	30	-	-	-	-	-
	6,6	-	-	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-

Sobretensão (% U_c)	U_n (kV)	Duração t (s)		
		$0,01 < t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$u \geq 120$	6,6	-	-	-
$120 > u > 110$		-	-	-
$u \geq 120$	0,23	1,9	0,5	-
$120 > u > 110$		0,1	-	0,3

Ilha do Porto Santo						
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	U_n (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,2$	$0,2 < t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 1$	$1 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$90 > u \geq 80$	6,6	10	3	1	-	-
	0,23	2	1	1	-	-
$80 > u \geq 70$	6,6	2	-	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-
$70 > u \geq 40$	6,6	1	-	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-
$40 > u \geq 5$	6,6	-	-	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-
$5 > u$	6,6	-	-	-	-	-
	0,23	-	-	-	-	-

Sobretensão (% Uc)	Un (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t <= 0,5	0,5 < t <= 5	5,0 < t <= 60
u >= 120	6,6	-	-	-
120 > u > 110		-	-	-
u >= 120	0,23	9	1	-
120 > u > 110		2	-	-

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2015 na RAM contemplaram medições anuais em 11 pontos das redes de transporte e distribuição em MT, 9 dos quais na ilha da Madeira e 2 na ilha de Porto Santo. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em 5 pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

No ano de 2015, em 23 pontos de rede monitorizados, registaram-se 224 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 203 na ilha da Madeira e 21 na ilha do Porto Santo.

No que respeita às sobretensões, registaram-se no ano de 2015 sobretensões por ponto monitorizado tanto na ilha da Madeira, como 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.

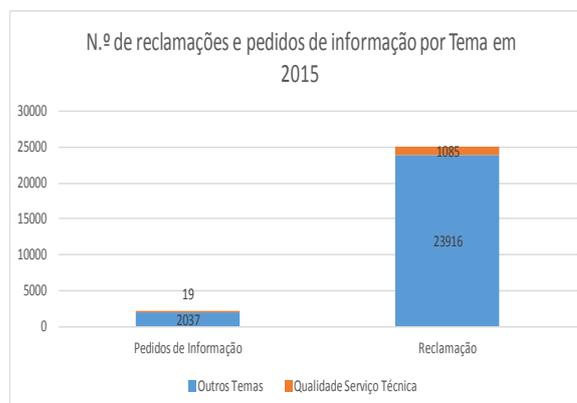
A proveniência das reclamações e dos pedidos de informação surge maioritariamente através dos consumidores/clientes e da Entidade Reclamada, sendo este último caso referente às queixas apresentadas no Livro de Reclamações. Em alguns casos, referem-se a situações que são apresentadas simultaneamente na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

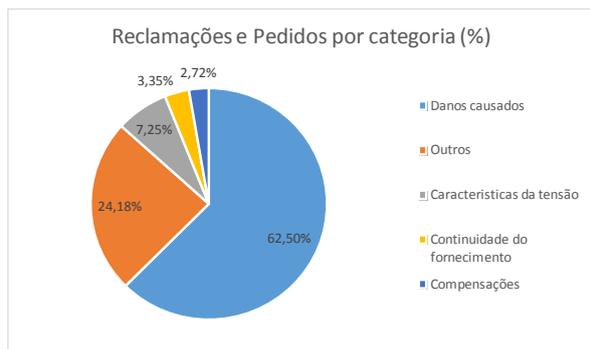
No ano de 2015, como se apresenta na figura, o número total de reclamações e de pedidos de informação que deram entrada na ERSE foi de 27057. Deste valor, destaca-se que 1104 casos são relacionados com o tema da qualidade de serviço técnica, correspondendo a 4,08% da totalidade desse número de reclamações 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 2015, agrupado por temática é apresentado na figura seguinte.



A figura evidencia que a categoria Danos Causados surge com a maior percentagem, correspondendo ao valor de 62,50%, de um total de 1104 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 2,72 % 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 2015, 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 4,08 % da totalidade de casos, apresentados na ERSE sendo que 98,3% dos

casos de QS Técnica 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

A prestação dos serviços de ligação pelos ORD consiste 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.

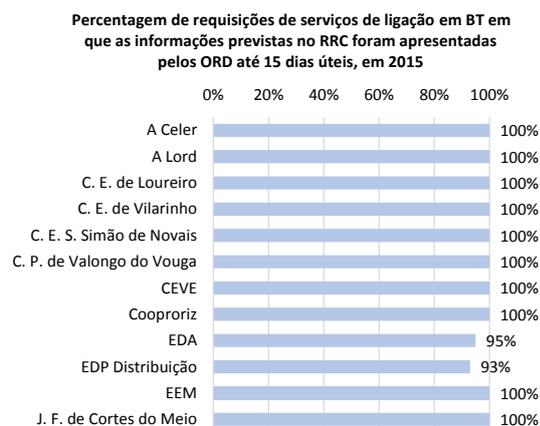
O desempenho dos ORD é avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes das informações previstas no RRC. Este indicador geral, sem

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 eventuais¹.

¹ 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.



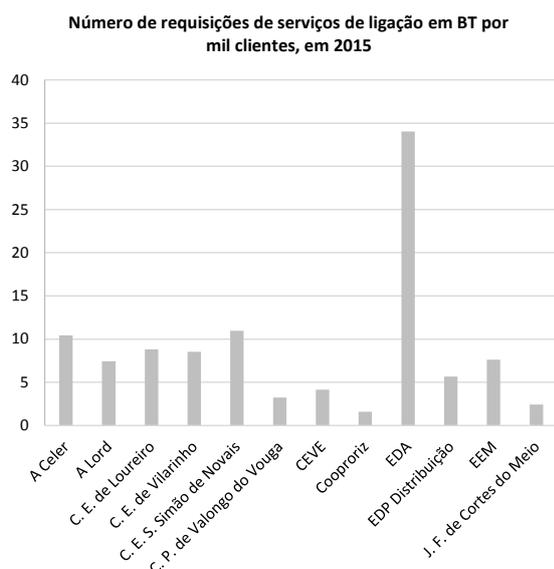
Os valores apresentados indiciam não haver dificuldades no cumprimento do prazo de resposta de 15 dias úteis por todas as empresas que apresentaram dados, à semelhança do ocorrido em 2014.

Foram recebidas cerca de 40 mil requisições de serviços de ligação em baixa tensão pelos operadores das redes. O quadro seguinte apresenta os totais por empresa.

Número de requisições de serviços de ligação em BT

	2015
A Celer	43
A Lord	33
C. E. de Loureiro	18
C. E. de Vilarinho	13
C. E. S. Simão de Novais	36
C. P. de Valongo do Vouga	7
CEVE	37
Cooproriz	3
EDA	4 437
EDP Distribuição	34 477
EEM	1 081
J. F. de Cortes do Meio	1
Total Geral	40 186

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.



Uma parte das requisições recebidas pelos ORD não chegou a ser concretizada, quer por serem anuladas (15%) quer por aguardarem resposta de terceiros (4%). A percentagem de requisições anuladas subiu ligeiramente em relação a 2014 (13%) e a percentagem de requisições pendentes de resposta de terceiros desceu, face ao 11% de 2014.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os valores apresentados pelas empresas indicam um bom desempenho e o fácil cumprimento dos prazos regulamentares.

O número de requisições anuladas subiu ligeiramente e o número de requisições pendentes desceu, face a 2014.

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 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 97% das solicitações de ativação aos ORD em 2015, valor ligeiramente inferior ao de 2014 (98%). O número de ativações realizadas manteve-se praticamente igual ao valor de 2014. O quadro seguinte apresenta os totais de ativações solicitadas aos ORD em 2015.

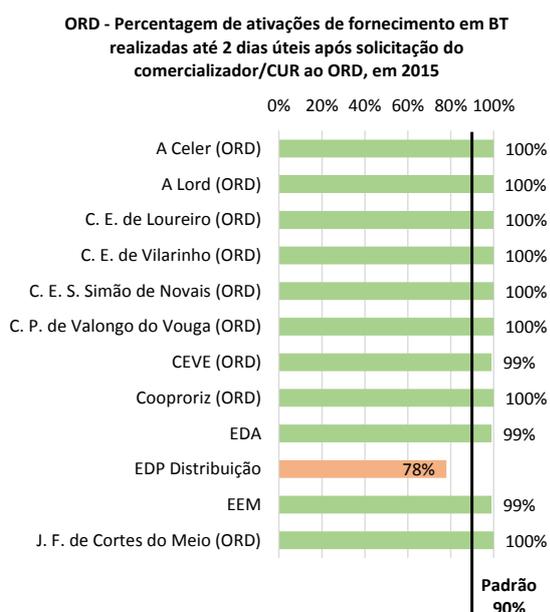
Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT dos comercializadores e CUR aos ORD

	2015
A Celer (ORD)	41
A Lord (ORD)	305
C. E. de Loureiro (ORD)	26
C. E. de Vilarinho (ORD)	49
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	57
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	8
CEVE (ORD)	184
Cooprorz (ORD)	13
EDA	2 554
EDP Distribuição	287 598
EEM	4 163
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	9
Total Geral	295 007

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



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



Verifica-se que todos os ORD que apresentaram informação cumpriram o padrão, com exceção da EDP Distribuição. Sobre esta situação a EDP Distribuição informou que cerca de 11% das ativações a realizar até dois dias úteis passaram pela situação de “pendente de cliente”, o que conduziu a um valor do indicador que não reflete completamente o desempenho real da empresa.

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 dever-se-á à falta de reporte desta informação por parte de determinados comercializadores.

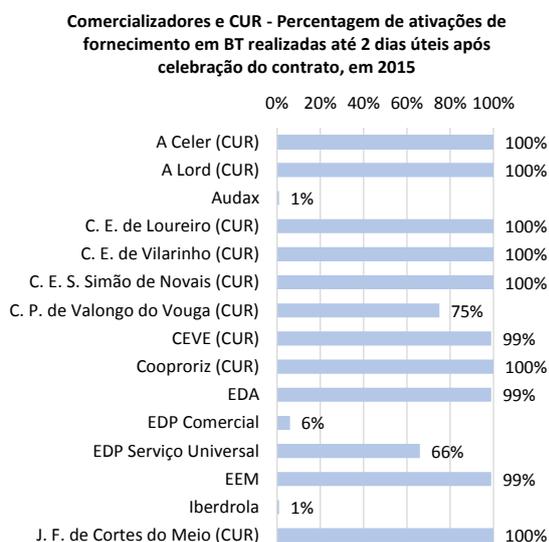
Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT aos comercializadores e CUR

	2015
A Celer (CUR)	41
A Lord (CUR)	305
Audax	762
C. E. de Loureiro (CUR)	26
C. E. de Vilarinho (CUR)	49
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	57
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	8
CEVE (CUR)	182
Cooproriz (CUR)	15
EDA	2 554
EDP Comercial	185 042
EDP Serviço Universal	74
EEM	4 163
Enat	808
Endesa	1 063
Enforcesco	2 054
Galp Power	0
Gas Natural Servicios	437
Iberdrola	1 330
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	9
Total Geral	198 979

Notas: A Galp Power informou não conseguir reportar esta informação.

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.

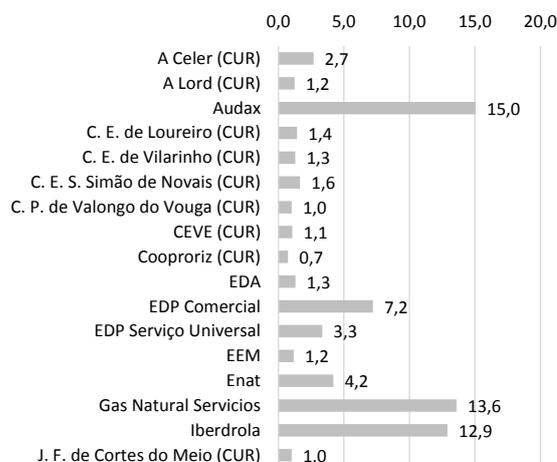


Notas: A Galp Power e a Enforcesco informaram não conseguir reportar esta informação; O valor da EDP Serviço Universal exclui ativações de iluminação pública; os dados da ENAT, da Endesa e da Gas Natural Servicios não permitem calcular o indicador.

A EDP Serviço Universal informou que a maior parte (77%) das suas ativações em 2015 se referem a desdobramentos de redes de iluminação pública, situação que já se verificara em 2014 (86%). Considerando apenas estas ativações, o valor do indicador para a EDP Serviço Universal seria de 48%. Sobre este valor a empresa acrescentou que os registos destas ativações não estão a ser atualizados atempadamente, dando uma ideia errada da verdadeira qualidade prestada.

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.

Comercializadores e CUR - Tempo médio entre a celebração de contrato e a realização da respetiva ativação, em dias úteis, em 2015



Notas: A Galp Power informou não conseguir reportar esta informação; O valor da EDP Serviço Universal exclui ativações de iluminação pública; os dados da Endesa e da Enforcesco não permitem calcular os tempos médios.

Tal como em 2014, 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 superiores nesse indicador apresentam também desempenhos superiores neste.

Sobre o seu desempenho neste tema, a EDP Comercial informou que, após a implementação de um novo sistema de CRM (gestão de relacionamento com o cliente) se seguiu um período de adaptação das operações e de estabilização da infraestrutura tecnológica, durante o qual os indicadores de qualidade de serviço da companhia apresentaram um desempenho atípico.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Todos os ORD cumprem o padrão, com exceção da EDP Distribuição, que apresentou as razões para o não cumprimento.

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.

4.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL

ENQUADRAMENTO

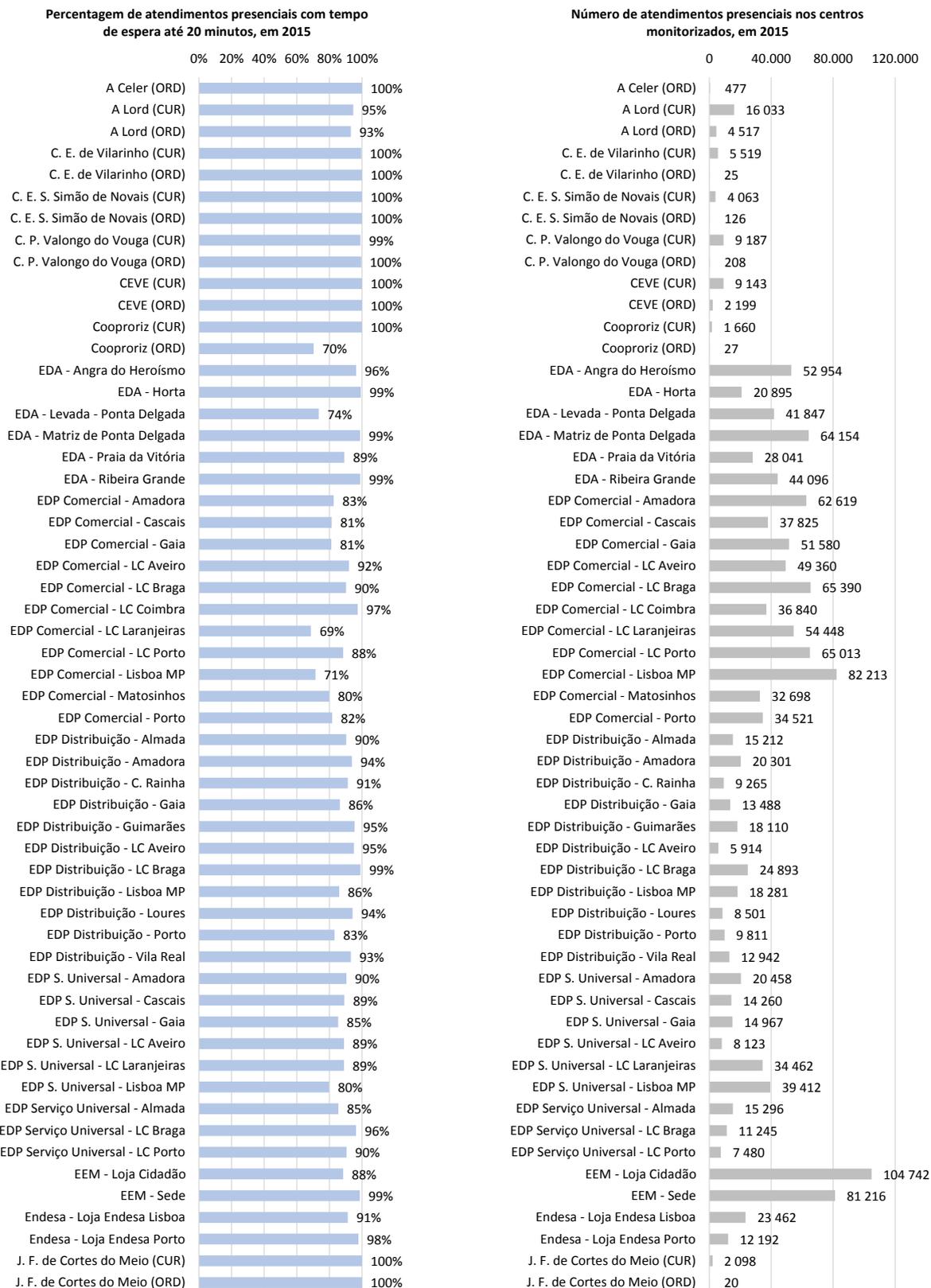
O atendimento presencial é avaliado através de um indicador geral que se aplica a cada centro de atendimento monitorizado.

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.

O indicador geral consiste no quociente do número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos, pelo número total de atendimentos.

CARACTERIZAÇÃO



Notas: Dados das lojas da Levada (Ponta Delgada), Praia da Vitória e Horta apenas do 2.º semestre. Legenda: LC – Loja do Cidadão; MP – Marquês de Pombal.

A EDP Comercial e a Galp Power informaram que os atendimentos reportados 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, a Enforcesco e a Gas Natural Servicios optaram por não disponibilizar atendimento presencial.

A Enat e a Iberdrola informaram que os seus números anuais de atendimentos em 2014 foram inferiores a 5000 pelo que não monitorizaram este indicador em 2015.

Os melhores desempenhos verificam-se nas zonas dos CUR e ORD exclusivamente em BT.

Percentagem de atendimentos presenciais monitorizados

	2015
A Celer (CUR)	88%
A Celer (ORD)	100%
A Lord (CUR)	93%
A Lord (ORD)	100%
C. E. de Loureiro	100%
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)	65%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	100%
CEVE (CUR)	100%
CEVE (ORD)	100%
Cooprорiz (CUR)	100%
Cooprорiz (ORD)	70%
EDA	100%
EDP Comercial	41%
EDP Distribuição	40%
EDP Serviço Universal	41%
EEM	49%
Endesa	100%
Galp Power	55%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	100%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	100%
Total Geral	51%

Número total de atendimentos presenciais em todos os centros de atendimento

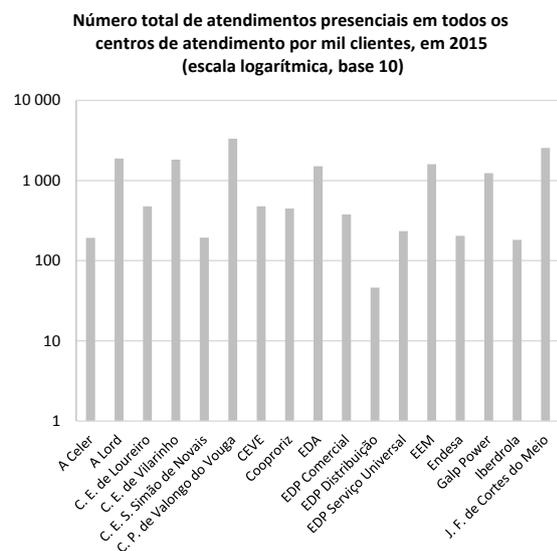
	2015
A Celer (CUR)	5 522
A Celer (ORD)	2 070
A Lord (CUR)	17 197
A Lord (ORD)	4 517
C. E. de Loureiro	4 410
C. E. de Vilarinho (CUR)	5 519
C. E. de Vilarinho (ORD)	25
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	4 063
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	126
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	14 207
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	208
CEVE (CUR)	6 244
CEVE (ORD)	2 199
Cooprорiz (CUR)	1 660
Cooprорiz (ORD)	27
EDA	367 434
EDP Comercial	1 400 152
EDP Distribuição	390 714
EDP Serviço Universal	404 962
EEM	446 850
Enat	1 268
Endesa	35 654
Galp Power	625 242
Iberdrola	16 671
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	2 098
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	20
Total Geral	3 759 059

Globalmente a percentagem de atendimentos presenciais monitorizados, isto é, aqueles para os quais é verificado o tempo de espera, é superior ao mínimo de 40% estipulado no RQS, como se pode ver no quadro anterior. Em 2014 este valor foi 38%.

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 cada ano as empresas que não atingiram os 40% de monitorização devem alargar o conjunto de centros nos quais irão monitorizar, no ano seguinte, o indicador relativo ao tempo de espera.

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.



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os melhores desempenhos verificam-se nos centros dos CUR e ORD exclusivamente em BT.

A percentagem global de atendimentos monitorizados foi superior ao mínimo de 40% definido no RQS..

4.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO COMERCIAL

ENQUADRAMENTO

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.

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*². 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:

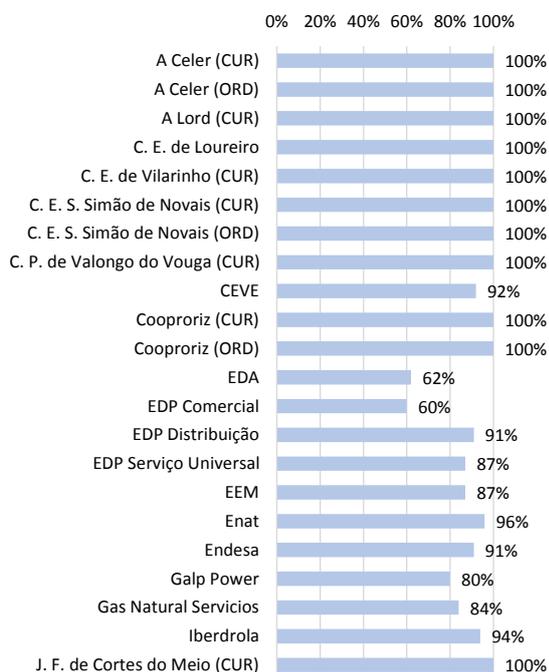
- a) Prestem serviços a empresas do setor elétrico com um número de clientes igual ou superior a 100 mil.
- b) Tenham um tráfego anual superior a 60 mil chamadas telefónicas recebidas.

² 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 2015



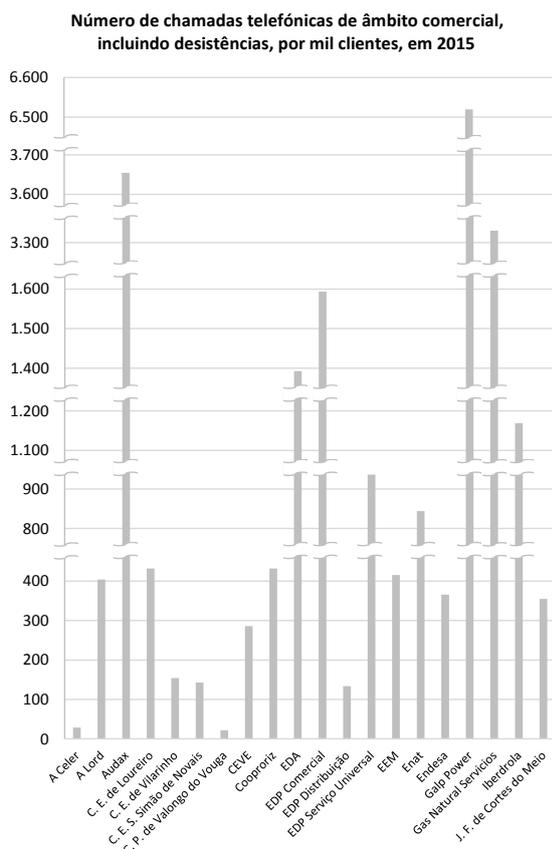
A EDP Comercial e a Galp Power informaram que os atendimentos reportados correspondem quer a clientes de eletricidade quer a clientes duais ou de gás natural. A CEVE e a C. E. do Loureiro não distinguem entre atendimentos do âmbito do ORD e atendimentos do âmbito do CUR.

Importa, na análise do desempenho das empresas, ter em consideração o volume 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 2015.

Número de chamadas telefónicas de âmbito comercial, incluindo desistências

	2015
A Celer (CUR)	167
A Celer (ORD)	71
A Lord (CUR)	1 795
A Lord (ORD)	0
Audax	18 599
C. E. de Loureiro	883
C. E. de Vilarinho (CUR)	235
C. E. de Vilarinho (ORD)	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	796
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	140
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	47
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0
CEVE	2 545
Cooprtriz (CUR)	1 571
Cooprtriz (ORD)	56
EDA	169 629
EDP Comercial	5 916 495
EDP Distribuição	817 641
EDP Serviço Universal	1 620 708
EEM	58 998
Enat	3 812
Endesa	63 737
Enforcesco	0
Galp Power	1 749 951
Gas Natural Servicios	138 513
Iberdrola	106 925
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	147
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	10 673 461

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.



Tempo médio de espera e desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial, em 2015

	Tempo médio de espera (segundos)	Desistências (%)
A Celer (CUR)	22	0%
A Celer (ORD)	22	0%
A Lord (CUR)	46	2%
Audax	ND	19%
C. E. de Loureiro	21	3%
C. E. de Vilarinho (CUR)	ND	0%
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	8	0%
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	22	0%
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	ND	0%
CEVE (CUR)	17	7%
CEVE (ORD)	17	7%
Cooproriz (CUR)	ND	0%
Cooproriz (ORD)	ND	0%
EDA	81	16%
EDP Comercial	66	20%
EDP Distribuição	14	2%
EDP Serviço Universal	19	5%
EEM	23	7%
Enat	ND	4%
Endesa	17	3%
Galp Power	40	8%
Gas Natural Servicios	ND	10%
Iberdrola	10	2%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	ND	0%

Legenda: ND – Não disponível.

Destaca-se a Galp Power pelo valor elevado de atendimentos por cada mil clientes.

A tabela seguinte apresenta o tempo médio de espera e a percentagem de desistências³, em 2015, 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, à semelhança do verificado em 2014.

³ Considera-se desistência quando o cliente desliga a chamada antes de ocorrer o atendimento.

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. Regista-se, em 2015, uma diminuição de cerca de 6% neste tipo de contactos, face a 2014.

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

	2015
EDA	3 433
EDP Comercial	152 763
EDP Distribuição	3 100
EDP Serviço Universal	12 763
EEM	228
Endesa	16 035
Galp Power	19 732
Iberdrola	410
Total Geral	208 464

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. Todas as empresas apresentadas melhoraram o cumprimento dos prazos face a 2014, com exceção da Endesa. No cumprimento do prazo destacam-se positivamente a EDA e a Iberdrola. Nos tempos médios destacam-se positivamente a EDA e a EEM.

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

Contactos posteriores dentro do prazo e tempo médio até contacto, em 2015

	Contactos posteriores dentro do prazo (%)	Tempo médio até contacto posterior (dias úteis)
EDA	100%	0,1
EDP Comercial	52%	3,2
EDP Distribuição	80%	1,0
EDP Serviço Universal	69%	1,3
EEM	89%	0,6
Endesa	74%	1,7
Galp Power	75%	0,8
Iberdrola	100%	1,0

A EDP Comercial, relativamente ao seu desempenho no atendimento telefónico de âmbito comercial, informou que, após a implementação de um novo sistema de CRM (gestão de relacionamento com o cliente) se seguiu um período de adaptação das operações e de estabilização da infraestrutura tecnológica, durante o qual os indicadores de qualidade de serviço da empresa apresentaram um desempenho atípico.

estão entre os 10 e os 40 segundos, à semelhança de 2014.

No que concerne ao cumprimento do regime jurídico dos *call centres*, verifica-se, de um modo geral, uma melhoria, em relação a 2014, no cumprimento dos prazos.

4.5 ATENDIMENTO TELEFÓNICO PARA COMUNICAÇÃO DE LEITURAS

ENQUADRAMENTO

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.

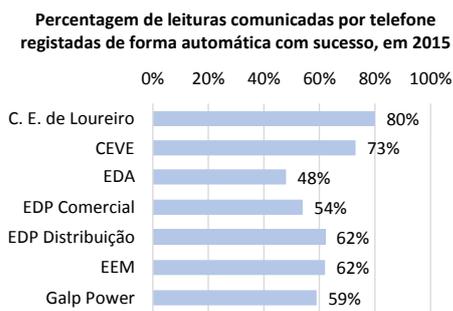
Caso a receção de leituras seja assegurada por um sistema automático de atendimento, o

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, apesar de não ser obrigatório.

CARACTERIZAÇÃO

Quanto à receção automática de leituras, existem dois comercializadores que disponibilizam diretamente este serviço: a Galp Power e a EDP Comercial. 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.



Em 2015 verificou-se um aumento generalizado nos valores dos indicadores das empresas, com exceção da EDA, que diminuiu, face a 2014. Sobre este indicador a EDA informou que o sistema automático de leituras não está isolado do restante atendimento telefónico e que, no caso de problemas com a comunicação

automática, as chamadas são automaticamente redirecionadas para um operador.

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.

Número de chamadas telefónicas para comunicação de leituras

	2015
A Celer	94
A Lord	2536
C. E. de Loureiro	5
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	656
C. P. de Valongo do Vouga	477
CEVE	1 836
EDA	189 823
EDP Comercial	449 982
EDP Distribuição	5 007 326
EEM	64 800
Galp Power	1 432 504
J. F. de Cortes do Meio	6
Total Geral	7 150 045

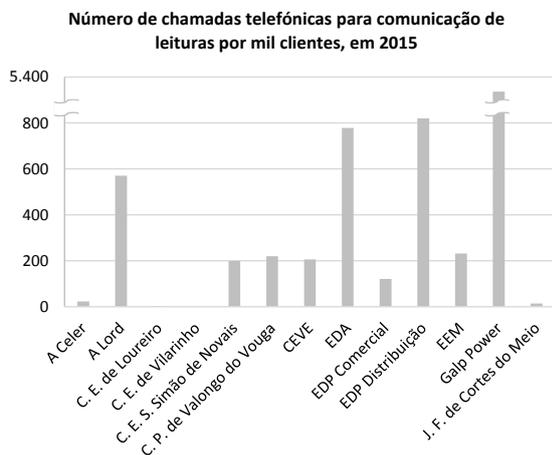
Nota: A Cooperpriz informou que realiza todas as leituras por telemetria.

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, tal como em 2014, a Galp Power por apresentar o valor mais elevado, muito superior a todos os outros. Recorde-se que os dados reportados pela Galp Power incluem as leituras de clientes de gás natural e duais.

RECEÇÃO DE LEITURAS POR TELECONTAGEM

A Cooproriz e A Celer informaram que têm sistemas de telecontagem que realizam todos os meses a recolha de todas as leituras, remotamente.



Nota: ver notas do quadro.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Todas as empresas com obrigação de calcular o indicador relativo ao sucesso de comunicação de leituras apresentaram os respetivos valores.

Em 2015 verificou-se um aumento generalizado nos valores dos indicadores das empresas, com exceção da EDA, que diminuiu, face a 2014.

4.6 ATENDIMENTO TELEFÓNICO PARA COMUNICAÇÃO DE AVARIAS

ENQUADRAMENTO

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.

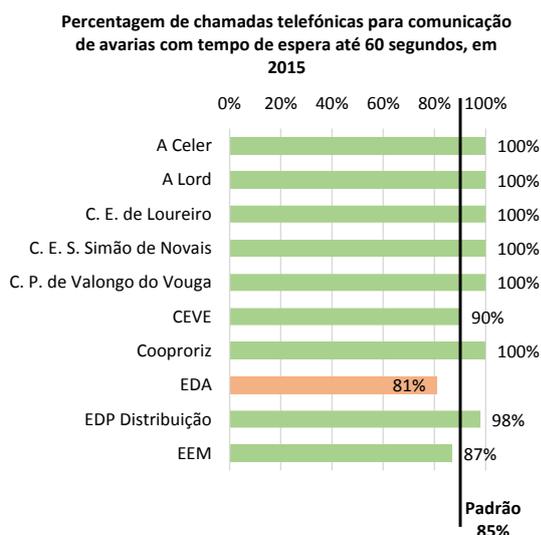
O padrão estabelecido para este indicador impõe que pelo menos 85% do total das chamadas para comunicação de avarias tenham um tempo de espera até 60 segundos.

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 possa 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.



Nota: a C.E. de Vilarinho reportou não ter tido ocorrências.

Todas as empresas que reportaram informação cumpriram o padrão do indicador geral, à exceção da EDA, situação que também ocorreu em 2014. 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. Adicionalmente, a empresa informou já ter reforçado e reformulado a estrutura de atendimento do seu *Call Center* para assegurar, em definitivo, o cumprimento deste indicador.

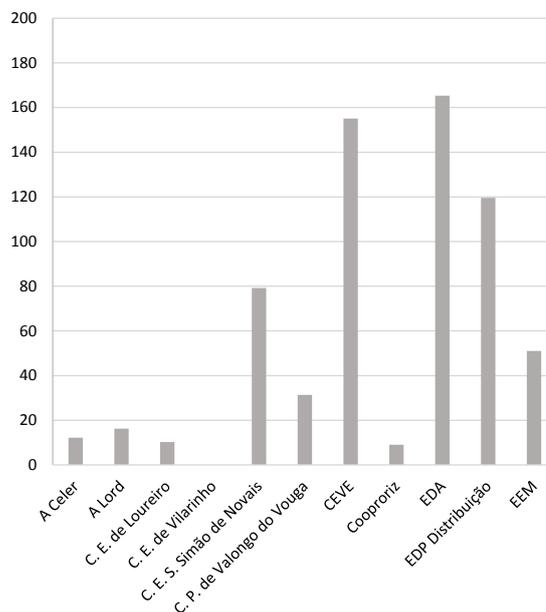
O quadro seguinte apresenta os totais anuais, por empresa, de comunicações para reporte de avarias.

Número de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, incluindo desistências

	2015
A Celer	50
A Lord	72
C. E. de Loureiro	21
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	260
C. P. de Valongo do Vouga	68
CEVE	1 382
Cooprtriz	17
EDA	20 138
EDP Distribuição	730 149
EEM	7 253
Total Geral	759 410

No gráfico abaixo são apresentados, por empresa, as chamadas telefónicas para 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 do conjunto, à semelhança do ocorrido em 2014. Por outro lado, os valores diminuíram face aos de 2014.

Número de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias, incluindo desistências, por mil clientes, em 2015



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.

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

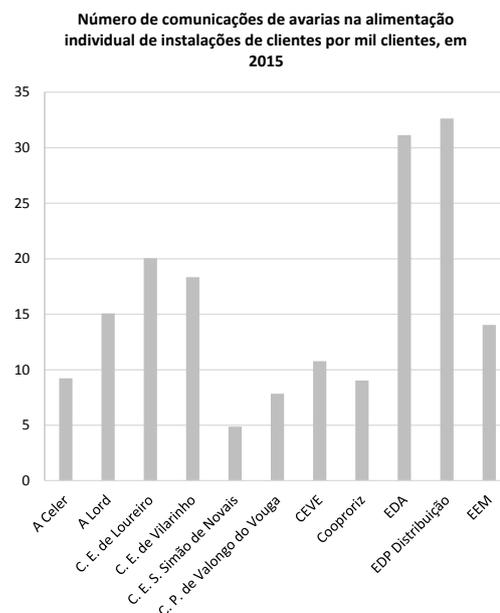
O quadro abaixo contém, para cada empresa, os totais anuais das comunicações de avarias relativas a alimentações individuais de instalações de clientes.

Número de comunicações de avarias na alimentação individual de instalações de clientes	
	2015
A Celer	38
A Lord	67
C. E. de Loureiro	41
C. E. de Vilarinho	28
C. E. S. Simão de Novais	16
C. P. de Valongo do Vouga	17
CEVE	96
Cooprtriz	17
EDA	3 792
EDP Distribuição	199 236
EEM	1 995
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	205 343

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

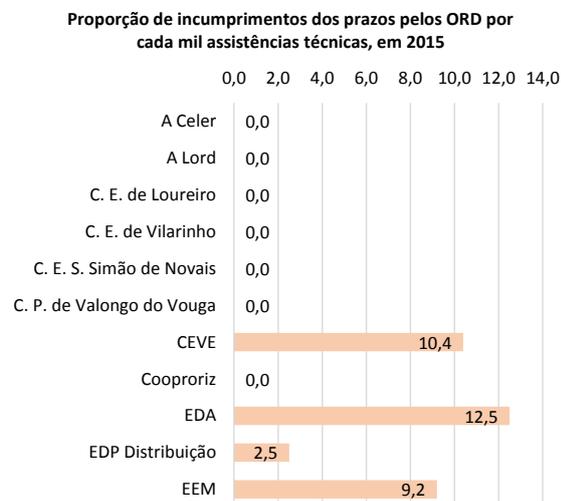
No gráfico seguinte podem observar-se os números de assistências técnicas realizadas

neste âmbito por cada mil clientes. Verifica-se que os valores mais elevados ocorrem na EDP Distribuição e na EDA.



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.



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, tendo-se verificado, globalmente, 3 incumprimentos por cada 1000 assistências em 2015. Em 2014 este valor foi de 6 incumprimentos por cada 1000 assistências técnicas.

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 2015

	N.º de incumprimentos	N.º de compensações pagas a clientes
A Celer	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga	0	0
CEVE	1	0
Cooproriz	0	0
EDA	38	38
EDP Distribuição	318	209
EEM	17	37
Total Geral	374	284

Notas: ver notas do quadro anterior.

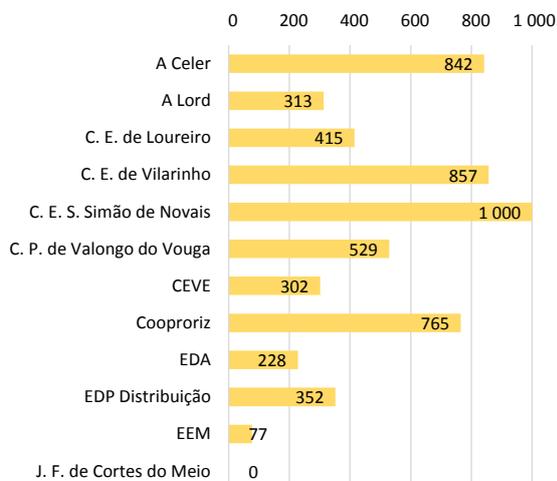
O número total de incumprimentos dos ORD diminuiu face a 2014 (805 incumprimentos) e 2013 (498 incumprimentos). Por outro lado, o pagamento atempado das compensações devidas piorou, uma vez que as compensações por pagar no final de 2015 representam 24% do total, face a 15% em 2014 e 22% em 2013. Refira-se 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 20% em 2015. Em 2014 essa diminuição foi de 7%. O número de assistências técnicas, isto é, situações que originaram a deslocação do ORD à instalação individual do cliente, diminuiu apenas 4,5% face a 2014. Em 2015, 65% das comunicações de avaria neste contexto deram origem a uma deslocação do ORD. Em 2014 este valor foi de 54%.

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

Proporção de avarias cuja responsabilidade não é do ORD por cada mil assistências técnicas, em 2015



Notas: ver notas do quadro.

Globalmente, as situações em que a avaria se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade representaram, 35% das assistências técnicas, um diminuição de 2 pontos percentuais em comparação com 2014.

Foram cobradas 86% das compensações devidas pelos clientes, uma diminuição face a 2014 (98%) mas ainda acima dos valores de anos anteriores (73% em 2013 e 84% em 2012). O quadro seguinte apresenta, por empresa, as assistências técnicas cujas avarias não foram da responsabilidade do ORD e as respetivas compensações pagas pelos clientes.

N.º de avarias cuja responsabilidade não é do ORD e compensações cobradas a clientes, em 2015

	Assistências a avarias cuja responsabilidade não é do ORD	Compensações pagas por clientes ao ORD
A Celer	32	19
A Lord	21	0
C. E. de Loureiro	17	0
C. E. de Vilarinho	24	0
C. E. S. Simão de Novais	16	14
C. P. de Valongo do Vouga	9	0
CEVE	29	0
Cooprорiz	13	0
EDA	689	689
EDP Distribuição	44 885	38 424
EEM	142	124
Total Geral	45 877	39 270

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 2015

	Chegada ao local (min)	Reparação de avarias (min)
A Celer	11	22
A Lord	27	42
C. E. de Loureiro	14	28
C. E. de Vilarinho	22	22
C. E. S. Simão de Novais	10	35
C. P. de Valongo do Vouga	16	19
CEVE	11	57
Cooprорiz	14	29
EDA	47	25
EDP Distribuição	66	20
EEM	50	35

Notas: ver notas do quadro anterior.

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. Globalmente o tempo médio de chegada aos locais foi de 66 minutos e o tempo médio de reparações foi de 20 minutos.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Registou-se uma diminuição significativa do número global de incumprimentos, contrariando o aumento verificado em 2014. Por outro lado, o pagamento e a cobrança das compensações devidas piorou.

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 operações⁴ 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 aplica-se quer aos ORD quer aos CUR e comercializadores.

⁴Excluem-se as situações de leituras em roteiro (não extraordinárias) e as assistências técnicas.

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.

Existe também 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 agendamentos de visitas combinadas reportados pelos ORD em 2015 subiu 2% face a 2014. Recorde-se que, antes de 2014, apenas os ORD tinham obrigações de reporte da informação relativa às visitas combinadas e de cumprimento do indicador individual.

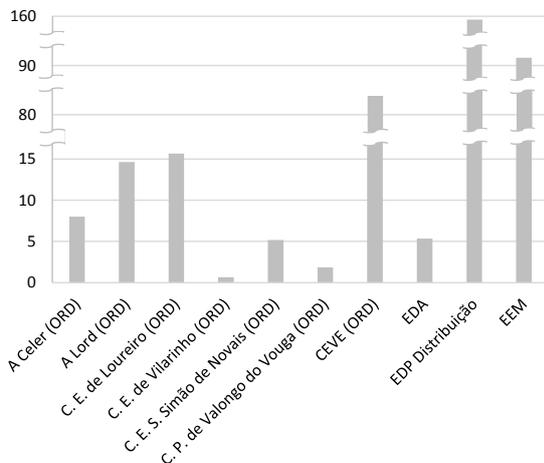
O quadro seguinte apresenta os valores anuais de visitas agendadas com os ORD em 2015.

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

	2015
A Celer (ORD)	33
A Lord (ORD)	65
C. E. de Loureiro (ORD)	32
C. E. de Vilarinho (ORD)	1
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	17
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	4
CEVE (ORD)	733
CooprORIZ (ORD)	0
EDA	651
EDP Distribuição	974 550
EEM	12 918
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	989 004

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. Destaca-se a EDP Distribuição com um valor muito acima dos valores restantes.

ORD - Número de visitas combinadas agendadas com os ORD pelos clientes e seus comercializadores por mil clientes, em 2015



Nota: a J. F. de Cortes do Meio reportou não ter tido ocorrências.

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 2015

	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
EDA	10	21
EDP Distribuição	19 522	1 372
EEM	255	0
Total Geral	19 787	1 393

Notas: ver notas do gráfico.

Constata-se que apenas os ORD de maior dimensão reportam terem ocorrido incumprimentos de prazos.

Os números de incumprimentos por cada mil visitas combinadas são de 15 para a EDA, 20 para a EDP Distribuição e de 20 para a EEM.

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 2015

	Visitas não realizadas por ausência do cliente	Compensações cobradas a clientes
A Celer (ORD)	0	0
A Lord (ORD)	0	0
C. E. de Loureiro (ORD)	8	2
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
EDA	8	8
EDP Distribuição	185	258
EEM	0	0
Total Geral	201	268

Notas: ver notas do gráfico.

O número de incumprimentos por parte dos clientes aumentou cerca de 26% face a 2014 (159 incumprimentos). Globalmente houve, em 2015, 2 incumprimentos dos clientes por cada 10 mil agendamentos.

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

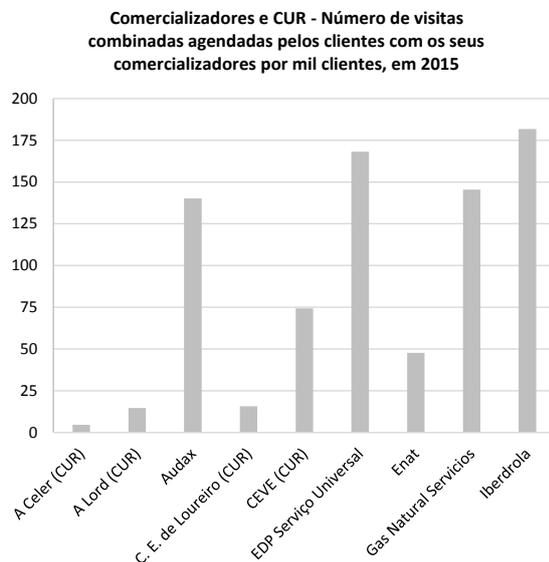
2015 é já o segundo de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR sobre este assunto e continuam a verificar-se ainda algumas lacunas nos dados enviados. Como consequência existe uma diferença substancial entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas 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

	2015
A Celer (CUR)	19
A Lord (CUR)	65
Audax	713
C. E. de Loureiro (CUR)	32
C. E. de Vilarinho (CUR)	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0
CEVE (CUR)	665
Cooprорiz (CUR)	0
EDP Serviço Universal	290 952
Enat	215
Endesa	0
Gas Natural Servicios	6 050
Iberdrola	16 620
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
Total Geral	315 331

Notas: A Enforcesco, a EDP Comercial e a Galp Power reportaram não disporem ainda desta 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. Apenas são incluídas as empresas que reportaram terem agendado visitas combinadas.



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. A

EDP Serviço Universal reportou não ter pago, justificadamente, 84 dos incumprimentos.

Comercializadores e CUR - Número de incumprimentos do intervalo para início da visita combinada e de compensações pagas a clientes, em 2015

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes
A Celer (CUR)	0	0
A Lord (CUR)	0	0
Audax	23	0
C. E. de Loureiro (CUR)	0	0
CEVE (CUR)	0	0
EDP Serviço Universal	13 649	638
Enat	14	0
Gas Natural Servicios	6 050	0
Iberdrola	4 802	14
Total Geral	24 538	652

Notas: A Enforcesco, a EDP Comercial, a Galp Power e a Gas Natural Servicios reportaram não disporem ainda desta informação.

Os incumprimentos dos comercializadores e dos CUR em 2015, por cada mil visitas combinadas, foram 32 na Audax, 47 na EDP Serviço Universal, 65 na ENATE 289 na Iberdrola.

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 2015

	Visitas não realizadas por ausência do cliente	Compensações cobradas a clientes
A Celer (CUR)	0	0
A Lord (CUR)	0	0
Audax	77	0
C. E. de Loureiro (CUR)	8	2
CEVE (CUR)	0	0
EDP Serviço Universal	70	193
Enat	0	0
Iberdrola	1 458	23
Total Geral	1 613	218

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. Sobre este assunto a Iberdrola referiu que a informação sobre a não realização das visitas combinadas por ausência do cliente, ou o não cumprimento pelo ORD dos intervalos de tempo acordados, é-lhe comunicada pelo ORD. De igual forma, a Iberdrola referiu ainda que os montantes

apurados das compensações (por crédito ou débito) são resultado da faturação que o ORD

emite respeitante aos acessos, e que a Iberdrola replica nas suas faturas aos clientes.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O número de visitas combinadas reportadas pelos ORD em 2015 subiu 2% face a 2014.

O número de incumprimentos por parte dos clientes aumentou cerca de 26% face a 2014. Globalmente, 2015 teve 2 incumprimentos dos clientes por cada 10 mil agendamentos.

Neste segundo ano de reporte de dados à ERSE por parte dos comercializadores e CUR continuam a verificar-se ainda lacunas nos dados enviados, resultando numa diferença substancial 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.

Para este tema 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

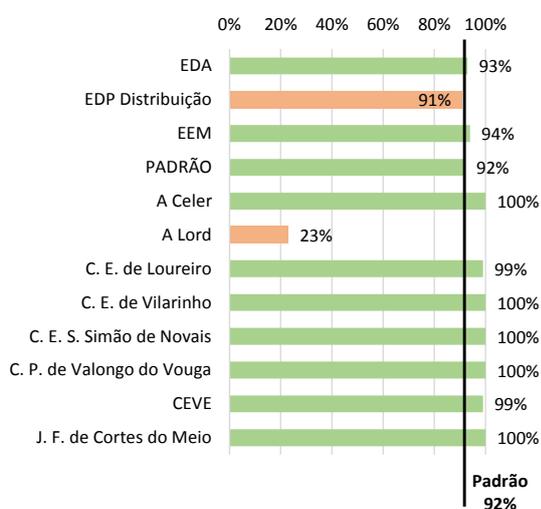
quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras. É aplicável a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da acessibilidade, e toma em consideração quer as leituras diretas dos ORD quer as comunicadas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

Percentagem de leituras em BTN com intervalo face à leitura anterior até 96 dias, em 2015



Nptas: A Cooperriz não forneceu dados suficientes para o cálculo do indicador.

Verifica-se que apenas a EDP Distribuição e A Lord não cumpriram o padrão. No caso da EDP Distribuição deve referir-se que o valor do indicador melhorou face ao registado em 2014 (87%).

Tal como em 2014, 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 dimensão⁵ 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 2015

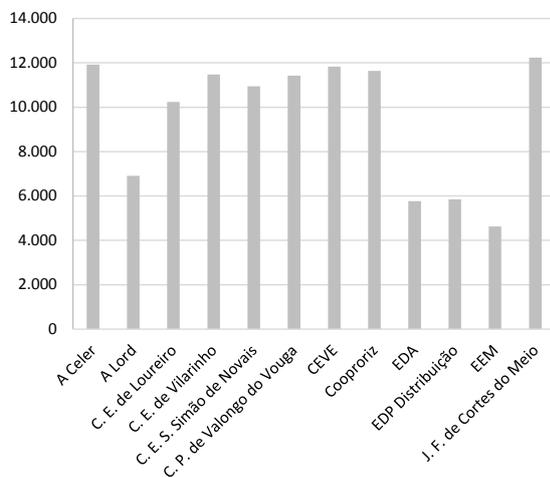
	Leituras ORD	Leituras de clientes	Estimativas
A Celer	99%	0%	1%
A Lord	45%	10%	44%
C. E. de Loureiro	85%	1%	14%
C. E. de Vilarinho	96%	0%	4%
C. E. S. Simão de Novais	82%	9%	9%
C. P. de Valongo do Vouga	83%	8%	10%
CEVE	95%	1%	3%
Cooprorriz	97%	0%	3%
EDA	30%	16%	54%
EDP Distribuição	29%	11%	59%
EEM	29%	8%	63%
J. F. de Cortes do Meio	100%	0%	0%

O número de leituras efetuadas (ORD e clientes) em 2015 foi de 37,4 milhões, mantendo a tendência de aumento verificada nos dois últimos anos, quando se registaram 36,5 milhões, em 2014, e 30,8 milhões, em 2013. O número de estimativas também aumentou, de 46,9 milhões em 2013 e 50,3 milhões em 2014 para 53,7 milhões em 2015.

⁵ 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 2015



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.

Volta a verificar-se, à semelhança de 2014, que a EDA, a EDP Distribuição e a EEM, os ORD de maiores dimensões, se destacam dos restantes (com exceção d'A Lord) por terem números

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apenas dois dos ORD não cumpriram o padrão deste indicador geral.

A informação recolhida em 2015 vem confirmar as conclusões de 2014, indicando que os ORD

de menor dimensão têm maior facilidade não só de 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.

Desde 2014 que as obrigações relativas a este tema se aplicam também aos CUR e aos comercializadores.

CARACTERIZAÇÃO

OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

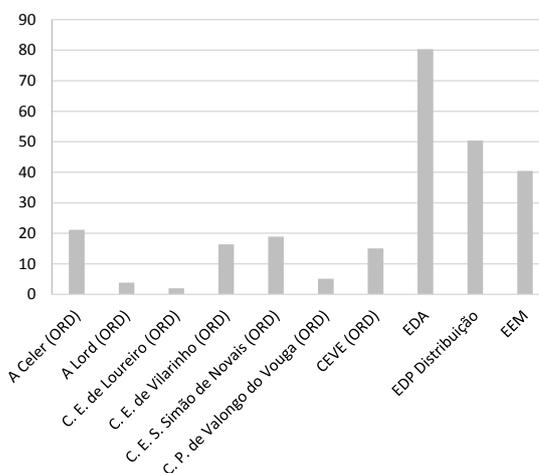
O quadro seguinte apresenta os totais de 2015, por ORD, de solicitações de restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, recebidas pelos ORD.

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

	2015
A Celer (ORD)	87
A Lord (ORD)	17
C. E. de Loureiro (ORD)	4
C. E. de Vilarinho (ORD)	25
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	62
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	11
CEVE (ORD)	134
Cooprroz (ORD)	0
EDA	9 781
EDP Distribuição	307 801
EEM	5 750
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	323 672

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 2015



Destaca-se a EDA pelo valor 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 2015

	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
Cooprtriz (ORD)	0	0
EDA	5	5
EDP Distribuição	3 587	3 092
EEM	30	17
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0	0
Total Geral	3 622	3 114

O número de incumprimentos dos prazos estabelecidos por cada mil restabelecimentos foi de 0,5 na EDA, 11,7 na EDP Distribuição e 5,2 na EEM.

Globalmente, o número destes incumprimentos diminuiu de 42 para 11, por cada mil restabelecimentos, de 2014 para 2015.

Verificou-se, em 2015, a solicitação de restabelecimento do fornecimento de 79% das interrupções realizadas. Este valor em 2013 foi de 75% e em 2014 de 77%.

Registou-se um aumento de 6% no número de restabelecimentos efetuados face a 2014, valor igual ao verificado em 2014 face a 2013.

Os clientes solicitaram restabelecimento urgente do fornecimento em 4,6% das situações, valor que em 2013 foi de 2,6% e em 2014 de 4,3%.

CUR E COMERCIALIZADORES

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

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

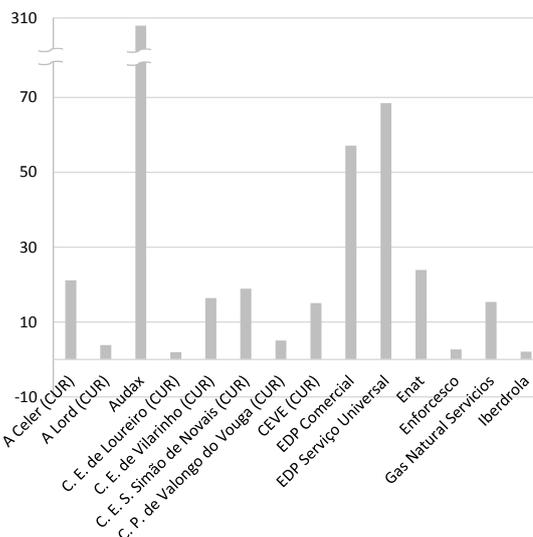
	2015
A Celer (CUR)	87
A Lord (CUR)	17
Audax	1 567
C. E. de Loureiro (CUR)	4
C. E. de Vilarinho (CUR)	25
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	62
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	11
CEVE (CUR)	134
Cooprtriz (CUR)	0
EDP Comercial	212 114
EDP Serviço Universal	118 403
Enat	108
Enforcesco	22
Gas Natural Servicios	640
Iberdrola	187
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
Total Geral	333 381

Notas: A Endesa e a Galp Power não reportaram esta informação.

Os CUR e comercializadores reportaram mais 9709 restabelecimentos do que os ORD. Esta diferença está em análise e poderá dever-se a erros de registo ou a diferentes procedimentos utilizados pelas empresas nos registos destes dados.

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 2015



Notas: ver notas do quadro.

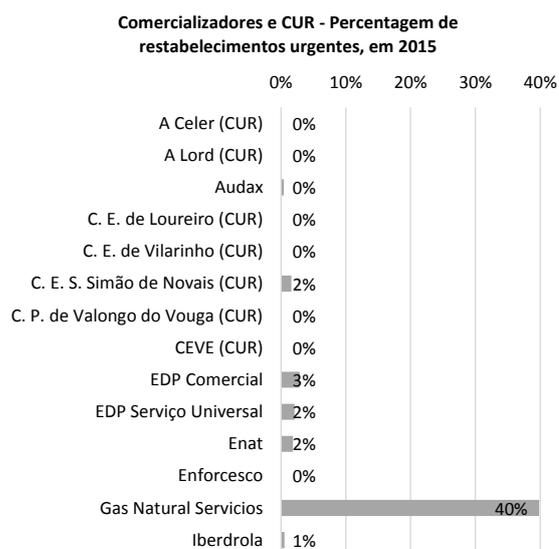
A Audax destaca-se das restantes empresas por apresentar um valor bastante mais elevado de restabelecimentos por cliente.

No que diz respeito aos incumprimentos, apenas a EDP Serviço Universal reportou incumprimentos, tendo registado um total de 1731. Em 1231 destes incumprimentos houve pagamento de compensações e em 273 o pagamento de compensação foi justificadamente excluído devido a situações em que os clientes afetados não diligenciaram no sentido de permitir à EDP Serviço Universal as ações necessárias ao cumprimento deste indicador individual. A Audax, a EDP Comercial, a Endesa e a Galp Power não reportaram informação suficiente para calcular os incumprimentos.

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.

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



Notas: ver notas do quadro.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No que respeita aos ORD, o número de incumprimentos dos prazos destes restabelecimentos aumentou de 42 para 52, por cada mil restabelecimentos, de 2014 para 2015.

A solicitação de restabelecimento do fornecimento aumentou, em 2015, para 79% das interrupções realizadas (77% em 2014 e 75% em 2013).

O número de restabelecimentos efetuados aumentou 6% face a 2014, valor igual ao verificado em 2014 face a 2013.

No âmbito dos CUR e comercializadores, apenas a EDP Serviço Universal reportou incumprimentos e pagamentos de compensações. Alguns comercializadores não reportaram ainda informação suficiente sobre os incumprimentos e pagamento das respetivas compensações.

4.11 RECLAMAÇÕES

ENQUADRAMENTO

Desde 2014 que as obrigações relativas à resposta a reclamações são uniformes para todo o país e que se aplicam não só aos ORD e CUR mas também aos comercializadores.

Para o ORD, 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

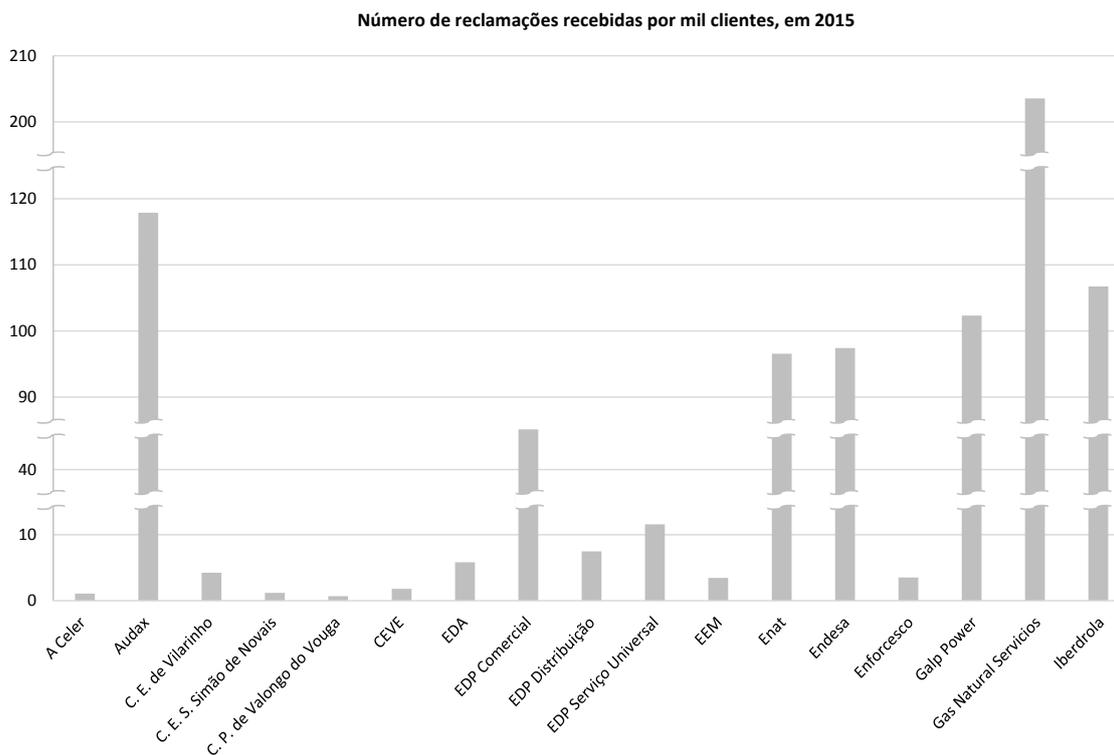
ORD, CUR E COMERCIALIZADORES

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

Número de reclamações recebidas	
	2015
A Celer (CUR)	5
A Celer (ORD)	4
Audax	600
C. E. de Vilarinho (CUR)	11
C. E. de Vilarinho (ORD)	2
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	3
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	5
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2
CEVE	16
EDA	1 416
EDP Comercial	182 852
EDP Distribuição	45 661
EDP Serviço Universal	20 005
EEM	970
Enat	436
Endesa	16 972
Enforcesco	29
Galp Power	27 465
Gas Natural Servicios	8 466
Iberdrola	9 763
Total Geral	314 684

Notas: A Lord, a Cooproriz e a C. E. de Loureiro, reportaram não terem recebido reclamações; a CEVE não separa entre ORD e CUR.

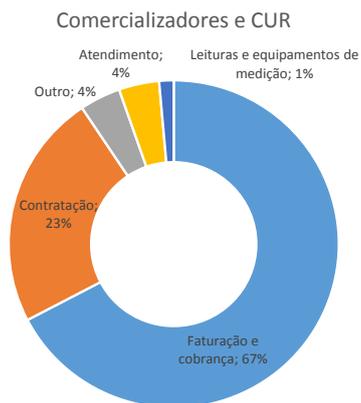
O número de reclamações por cada mil clientes, por empresa, é apresentado no gráfico abaixo.



Notas: ver notas do quadro.

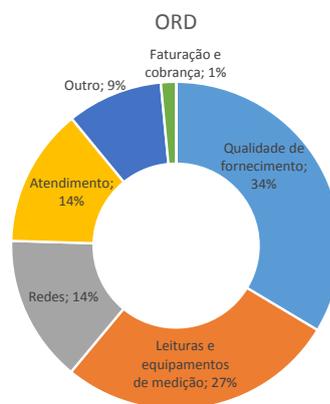
Destaca-se a Gas Natural Serviços pelo valor claramente acima dos restantes.

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



Notas: ver notas do quadro.

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



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

	2015
A Celer (CUR)	7,6
A Celer (ORD)	10,0
Audax	0,4
C. E. de Vilarinho (CUR)	2,5
C. E. de Vilarinho (ORD)	2,5
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	6,0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	1,6
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	2,0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	4,0
CEVE	2,2
EDA	6,9
EDP Comercial	7,7
EDP Distribuição	7,8
EDP Serviço Universal	6,8
EEM	2,5
Endesa	9,2
Enforcesco	1,2
Galp Power	8,7
Gas Natural Servicios	5,5
Iberdrola	10,1

Notas: A Lord, a Cooproriz e a C. E. de Loureiro, reportaram não terem recebido reclamações; a CEVE não separa entre ORD e CUR; a ENAT não reportou esta informação.

Globalmente, o tempo médio de resposta a reclamações foi de 8 dias úteis, valor igual ao de 2014.

A utilização de comunicações intercalares é apresentada no quadro seguinte (apenas para as empresas que reportaram a sua utilização), através da proporção destas comunicações por cem reclamações respondidas.

Número de comunicações intercalares por cada cem reclamações

	2015
Audax	11
EDA	41
EDP Comercial	23
EDP Distribuição	14
EDP Serviço Universal	8
Endesa	4
Galp Power	8
Iberdrola	8

Destaca-se a elevada proporção da EDA face às restantes empresas. No conjunto das empresas foram enviadas 19 comunicações

intercalares por cada 100 reclamações respondidas.

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, em 2015

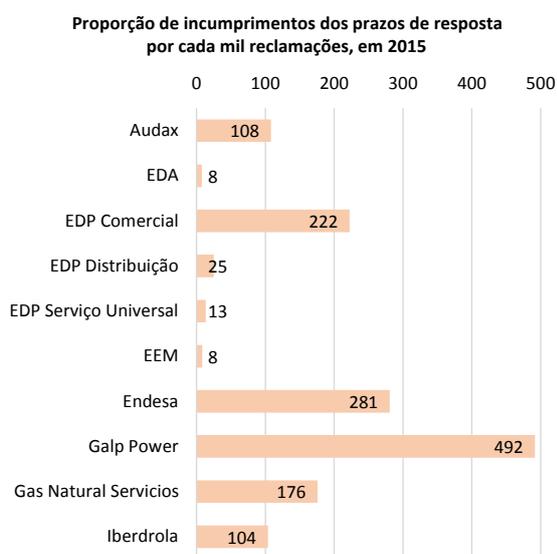
	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes
A Celer (CUR)	0	0
A Celer (ORD)	0	0
Audax	65	0
C. E. de Vilarinho (CUR)	0	0
C. E. de Vilarinho (ORD)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0
CEVE	0	0
EDA	11	2
EDP Comercial	40 656	155
EDP Distribuição	1 150	949
EDP Serviço Universal	266	227
EEM	8	3
Enat	0	0
Endesa	4 762	0
Enforcesco	0	0
Galp Power	13 503	7 954
Gas Natural Servicios	1 488	0
Total Geral	61 909	9 290

Notas: A Lord, a Cooproriz e a C. E. de Loureiro, reportaram não terem recebido reclamações; a CEVE não separa entre ORD e CUR; a Iberdrola estipulou contratualmente com os clientes que em caso de incumprimento do prazo de resposta a compensação tem valor nulo (0€).

Analisando o quadro, verifica-se que os comercializadores em regime de mercado Audax, Endesa, EDP Comercial e Gas Natural Servicios não pagaram as compensações devidas ou pagaram uma parte muito reduzida destas. No conjunto das empresas foram pagas 15% das compensações devidas. 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 2015, 20% do número de reclamações recebidas, o que evidencia um aumento substancial desta proporção face aos 8% de 2014.

O gráfico seguinte apresenta, para comparação entre empresas, os incumprimentos por cada mil reclamações. Destaca-se a Galp Power pelo valor claramente mais elevado que todos os outros.



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os assuntos mais reclamados em 2015 são, tal como em 2014, a “faturação e cobrança”, para os comercializadores e os CUR, e a “qualidade do fornecimento”, para os ORD. Para o ORT o mais reclamado foi “Banda”.

Globalmente, o tempo médio de resposta a reclamações foi de 8 dias úteis, (como em

OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), operador da rede de transporte, registou 117 reclamações em 2015 (50 em 2014), tendo respondido a todas. O tempo médio de resposta foi de 11,5 dias úteis (17 em 2014). O tema com maior número de reclamações foi “Instruções de despacho” (47), seguido de “Banda” (36).

2014), o número de incumprimentos representou 20% do número de reclamações recebidas (8% em 2014) e foram pagas 15% das compensações devidas. Foram enviadas 19 comunicações intercalares por cada 100 reclamações respondidas.

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.

Desde 2014 que existem obrigações específicas tendo em conta a 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

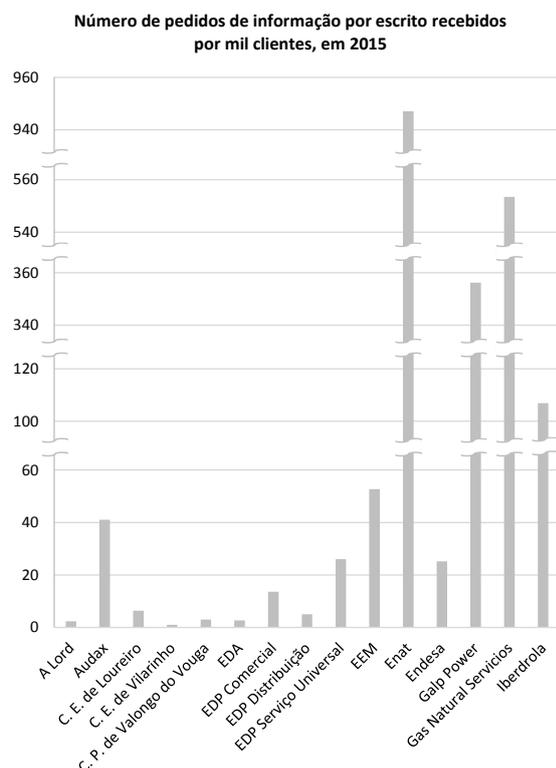
ORD, CUR E COMERCIALIZADORES

O quadro seguinte apresenta os totais, por empresa, de pedidos de informação por escrito recebidos em 2015.

Número de pedidos de informação por escrito recebidos	
	2015
A Celer (CUR)	0
A Celer (ORD)	0
A Lord (CUR)	12
A Lord (ORD)	9
Audax	209
C. E. de Loureiro	13
C. E. de Vilarinho (CUR)	1
C. E. de Vilarinho (ORD)	2
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	12
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	1
CEVE (CUR)	0
CEVE (ORD)	0
Cooprорiz (CUR)	0
Cooprорiz (ORD)	0
EDA	326
EDP Comercial	50 498
EDP Distribuição	30 481
EDP Serviço Universal	44 992
EEM	7 485
Enat	4 277
Endesa	4 381
Galp Power	95 617
Gas Natural Servicios	23 018
Iberdrola	9 774
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
Total Geral	271 108

O número de pedidos de informação em 2015 diminuiu substancialmente face a 2014, quando se registaram cerca de 650 mil pedidos.

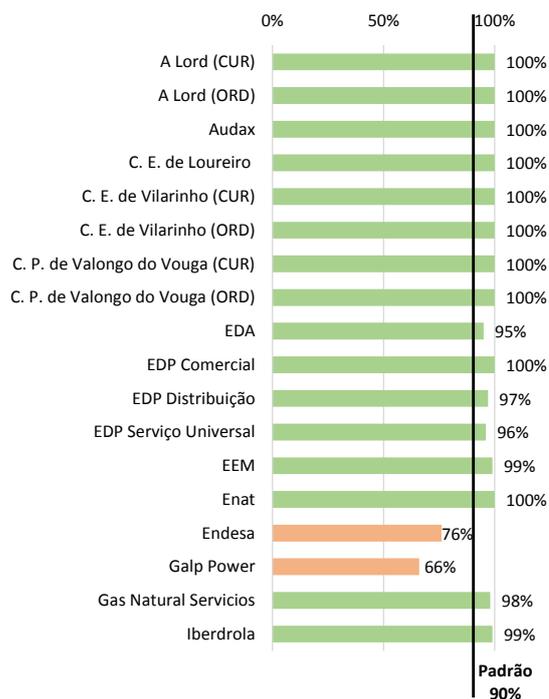
No gráfico seguinte pode observar-se o número de pedidos de informação por escrito recebidos, por empresa, por cada mil clientes.



Destaca-se o valor, claramente acima dos restantes, da Enat.

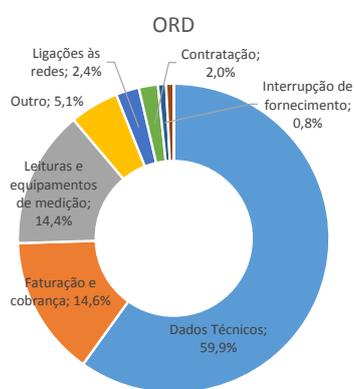
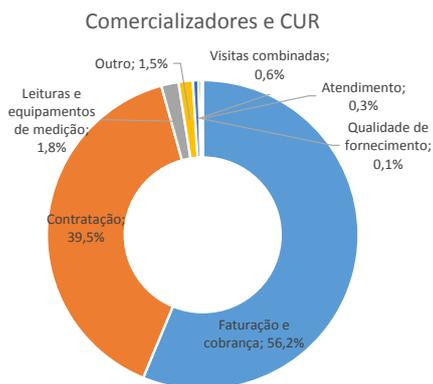
Quanto ao cumprimento do padrão do indicador geral relativo à resposta a pedidos de informação escritos, o gráfico seguinte permite avaliar o desempenho das empresas registado em 2015.

Percentagem de pedidos de informação por escrito com resposta até 15 dias úteis, em 2015



Notas: A C. E. do de Loureiro não separa entre ORD e CUR. Das empresas que apresentaram informação completa à ERSE apenas duas não cumpriram o padrão do indicador geral. A Galp Power não cumpriu o padrão mas melhorou o valor em relação a 2014 (47%).

Os principais temas dos pedidos de informação aos comercializadores e CUR continuam a ser, tal como em 2014, a faturação e cobrança e a contratação, que totalizaram 96% dos pedidos. Nos ORD verifica-se uma maior dispersão dos temas, como se pode verificar nos gráficos seguintes.



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

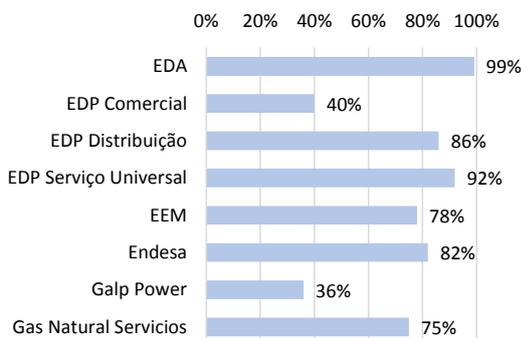
	2015
A Lord (CUR)	1,1
A Lord (ORD)	1,1
Audax	0,7
C. E. de Loureiro (ORD)	3,5
EDA	3,0
EDP Distribuição	4,0
EDP Serviço Universal	1,4
EEM	0,4
C. E. de Vilarinho (CUR)	1,0
C. E. de Vilarinho (ORD)	1,0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1,8
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	1,0
EDP Comercial	0,9
Endesa	8,3
Galp Power	2,4
Gas Natural Servicios	0,9
Iberdrola	0,8
C. E. de Loureiro	1,8

Notas: A Enat não reportou esta informação. Globalmente, o tempo médio de resposta a pedidos de informação por escrito foi de 2 dias úteis (3 dias úteis em 2014).

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 99% e os 36%, conforme se pode observar no gráfico seguinte.

Percentagem de pedidos de informação recebidos no centro de atendimento, de resposta não imediata, e posteriormente respondidos dentro do prazo, em 2015



Notas: A Iberdrola respondeu de imediato a todos os pedidos de informação recebidos no centro de atendimento.

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*)

	2015
EDA	55 915
EDP Comercial	1 991 255
EDP Distribuição	181 297
EDP Serviço Universal	755 533
EEM	13 301
Endesa	24 537
Galp Power	373 057
Gas Natural Servicios	146 678
Iberdrola	51 080
Total Geral	3 592 653

O número total deste tipo de pedido diminuiu 16% em relação a 2014.

OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A REN registou 77 pedidos de informação em 2015, tendo respondido a 75. O tempo médio de resposta foi de 6,5 dias úteis. Os temas principais foram “Instruções de despacho” (17) e “Interruptibilidade” (17).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apenas duas das empresas não cumpriram o padrão do indicador geral relativo aos pedidos de informação recebidos por escrito.

No que respeita às obrigações decorrentes do regime dos *call centers*, verificam-se desempenhos bastante diferenciados, entre os

99% e os 36%. 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

A mudança de comercializador passou a ser avaliada, desde 2014, 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.

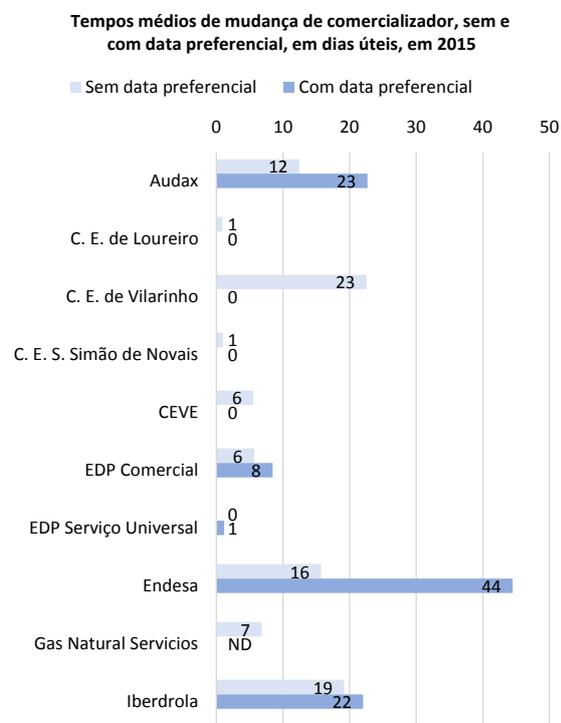
Um dos indicadores consiste no tempo médio com data preferencial e o outro consiste no

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

O quadro seguinte apresenta os tempos médios de mudança de comercializador, sem e com data preferencial, por empresa.



Notas: A Celer, A Lord, a C. P. de Valongo do Vouga, a Coopriz e a J. F. de Cortes do Meio reportaram não terem realizado mudanças de comercializador. A Enforcesco, a Enat e a Galp Power não reportaram informação suficiente.

Verifica-se que as cooperativas que reportaram esta informação não realizaram mudanças de comercializador com data preferencial. Destacam-se a C. E. de Vilarinho, a Iberdrola e a Endesa por registarem tempos médios de mudança sem data preferencial acima dos 15 dias úteis (três semanas) especificados pelo RRC. Globalmente, e com base na informação reportada pelas empresas, o tempo médio de mudança de comercializador sem data preferencial é de 8 dias úteis e com data preferencial é de 14 dias úteis.

A informação obtida pela ERSE no âmbito da monitorização do mercado liberalizado⁶ não distingue entre mudanças com e sem data preferencial mas permite constatar que ocorreram, globalmente, 1,4 milhões de mudanças de comercializador em 2015. Este valor foi de 1,6 milhões em 2014.

⁶ Consultar os [relatórios mensais do mercado liberalizado de eletricidade](#) no portal [ERSE](#).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base na informação reportada pelas empresas, o tempo médio, global, de mudança de comercializador sem data preferencial é de 8 dias úteis e com data preferencial é de 14 dias úteis.

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:

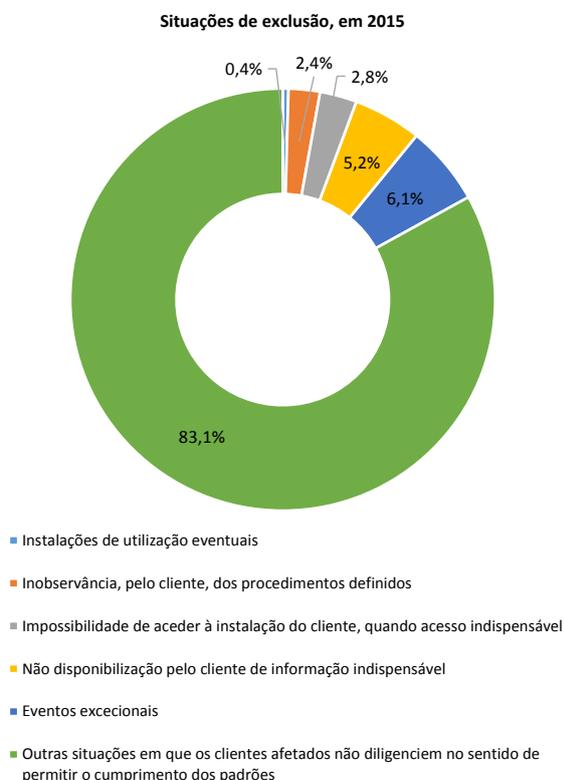
- a) Eventos excepcionais.
- b) Impossibilidade de acesso à instalação do cliente quando tal seja indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade.
- c) Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações.

- d) Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações.
- e) Instalações de utilização eventuais.
- f) 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

O gráfico seguinte ilustra a distribuição das razões invocadas para o não pagamento justificado de compensações.

O quadro abaixo apresenta os totais reportados, por empresa, de situações de exclusão do pagamento de compensações.



Número de situações de exclusão do pagamento de compensações, em 2015

	2015
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
Cooprорiz (CUR)	0
Cooprорiz (ORD)	0
EDA	40
EDP Comercial	56
EDP Distribuição	909
EDP Serviço Universal	364
EEM	13
Enat	0
Endesa	0
Enforcesco	0
Galp Power	0
Gas Natural Servicios	0
Total Geral	1 382

Em 2015 o número de exclusões de pagamento de compensações representou menos de 0,4% 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

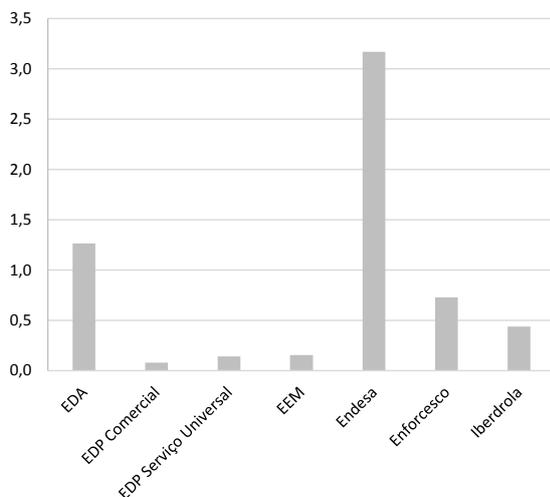
A EDP Distribuição informou que contabiliza, nos seus registos, 2158 clientes com necessidades especiais, dos quais 1898 são clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependem de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou que coabitam com pessoas nestas condições. Os valores fornecidos pelos CUR e comercializadores, apresentados no quadro abaixo, são inferiores ao total apresentado pela EDP Distribuição. Esta discrepância pode ser explicada pela comunicação não atempada a este ORD das atualizações dos valores que os CUR e comercializadores realizam.

Número de clientes com necessidades especiais

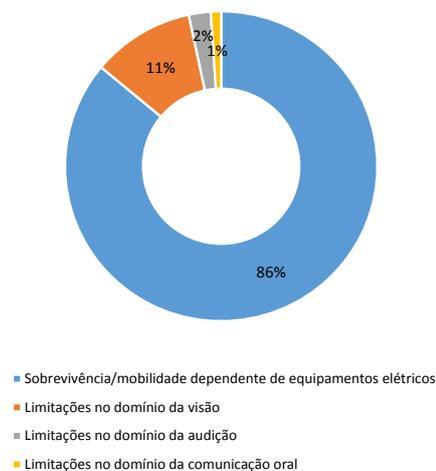
	2015
A Celer	0
A Lord	0
Audax	0
C. E. de Loureiro	0
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	0
C. P. de Valongo do Vouga	0
CEVE	0
Coopriz	0
EDA	154
EDP Comercial	301
EDP Serviço Universal	244
EEM	22
Enat	0
Endesa	552
Enforresco	6
Gas Natural Servicios	0
Iberdrola	40
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	1 319

O gráfico seguinte apresenta o número de clientes com necessidades especiais por cada mil clientes.

Número de clientes com necessidades especiais registados por mil clientes, em 2015



ORD - Número de clientes com necessidades especiais registados (a dez 2015)



Notas: Ver notas do quadro.

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 86% em 2015 (76% em 2013 e 79% em 2014).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A maior parte (86%) 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.

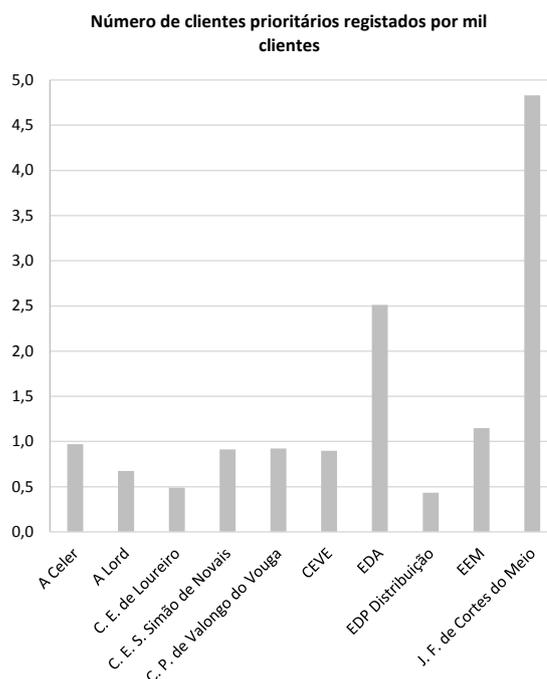
CARACTERIZAÇÃO

No quadro abaixo apresentam-se os totais, por ORD, de clientes prioritários no final de 2015.

Número de clientes prioritários registados	
	2015
A Celer	4
A Lord	3
C. E. de Loureiro	1
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	3
C. P. de Valongo do Vouga	2
CEVE	8
Coopriz	0
EDA	306
EDP Distribuição	2 641
EEM	163
J. F. de Cortes do Meio	2
Total Geral	3 133

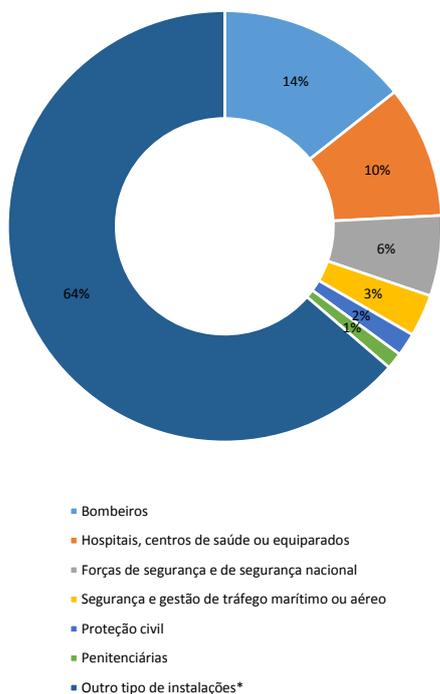
A alteração produzida pela entrada em vigor do novo RQS em 2014 permitiu aos ORD começarem a identificar os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2015 continuam a tendência de aumento verificada em 2014 (19 em 2013 e 1940 em 2014).

No gráfico seguinte pode ver-se, por ORD, o número de clientes prioritários por cada mil clientes.



A distribuição de clientes prioritários por categorias é apresentada no gráfico abaixo.

Número de clientes prioritários registados (a dez 2015)



* Outro tipo de instalações: Instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou clientes que coabitem com pessoas nesta situação.

A categoria de maior dimensão, e que passou de 50% em 2014 para 64% em 2015, 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 desde 2014, pela entrada em vigor do novo RQS, permitiu aos ORD identificarem os clientes prioritários sem necessidade de aguardarem a iniciativa destes, pelo que os valores de 2015 continuam a tendência de aumento verificada no ano anterior.

A categoria de maior dimensão (cerca de dois terços do total) 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 A Celer, A Lord, C. E. de Loureiro, C. E. S. Simão de Novais, CEVE, EDA, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EEM, Galp Power e Iberdrola, remeteram atempadamente à ERSE os respetivos relatórios da qualidade de serviço.

publicaram os relatórios da qualidade de serviço nas suas páginas de internet.

No que respeita à publicação do relatório (o que constitui o objetivo principal da elaboração destes), as entidades A Celer, A Lord, C. E. de Loureiro, C.E.S. Simão de Novais, CEVE, EDA, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EEM, Galp Power, Iberdrola e REN, publicaram os respetivos relatórios da qualidade de serviço no prazo regulamentar nas suas páginas na internet.

Os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas entidades referidas contêm a informação prevista (com exceção dos relatórios das entidades A Celer, C.E.S. Simão de Novais e A Lord), estão bem organizados e são de fácil leitura.

Em 2015 houve mais comercializadores a publicarem os respetivos relatórios do que em 2014. Ainda assim, não publicaram relatório de qualidade de serviço os comercializadores Acciona, Xpo, Audax, Elusa, Enat, Enforresco (YLCE), EDP Comercial, Fortia, Galp Power, HEN e PH Energia (Energia Simples).

Do ponto de vista da qualidade de serviço comercial, voltam a destacar-se positivamente, tal como em 2014, 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.

Os operadores de rede E. de Moreira de Cónegos, C.E. de Vilarinho, C. P. de Valongo do Vouga, Cooproriz e J.F. de Cortes do Meio não

Os relatórios das empresas A Celer, C.E.S. Simão de Novais e A Lord, no que à qualidade de serviço comercial diz respeito, reiteram a não apresentação dos valores dos indicadores gerais, apesar de tal ter sido identificado nos relatórios da ERSE referentes a 2013 e 2014, 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.

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 (com algumas exceções) considerando que o objetivo principal é o de comunicar eficazmente as matérias de qualidade de serviço, em particular a continuidade e a qualidade comercial, com a diversidade de públicos a que os relatórios se destinam.

A ERSE repete as recomendações feitas em 2014 à CEVE de rever as descrições dos

indicadores de qualidade de serviço comercial e as recomendações feitas às empresas A Celer, C.E.S. Simão de Novais e A Lord, de cumprirem as obrigações regulamentares no que ao conteúdo dos relatórios diz respeito.

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.

CARACTERIZAÇÃO

EDA

Durante o ano de 2015, decorreu a auditoria realizada à EDA 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.

A auditoria em questão será concluída no segundo semestre do ano de 2016 com a apresentação pela empresa auditada à ERSE do relatório final e do relatório síntese, sendo este último relatório objeto de publicação no site da respetiva empresa.

REN

No final do ano de 2015 foi apresentado à ERSE o caderno de encargos para a realização de uma auditoria aos 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.

Perspetiva-se que a auditoria seja ultimada no segundo semestre de 2016.

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.ceer.eu/

REPORTE

Durante o ano de 2015, a ERSE esteve ativamente envolvida nas atividades desenvolvidas pelo grupo de trabalho de qualidade de serviço do setor elétrico do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia, (CEER EQS TF).

Uma das atividades desenvolvidas em 2015 no âmbito do CEER EQS TF correspondeu à realização do relatório *6th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply*, o qual pela primeira vez abrange o tema relativo à de qualidade de serviço do setor do Gás Natural.

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 2015 o número de entidades representadas nas reuniões do GT-CS e no GT-QEE foi de 17 entidades. Durante este segundo ano de atividade dos dois grupos realizaram-se 11 reuniões com uma média de 24 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 e o lançamento da segunda iniciativa “Selo de Qualidade e+” da campanha “A Qualidade de Serviço Cabe a Todos” (<http://campanhaqualidadeservico.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

