ERSE ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO

2016

Este documento está preparado
para impressão em frente e verso

NOTA DE ABERTURA

A qualidade de serviço constitui não apenas um relevante aspeto no processo regulatório das atividades do setor elétrico, como também um importante eixo de defesa dos interesses dos consumidores, integrando, como tal, a missão da ERSE desde o início da regulação independente em Portugal.

Desde 2012, com a revisão legislativa desse ano 2012, a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS SE) passou a constituir uma responsabilidade da ERSE. Este regulamento estabelece que 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.

A qualidade de serviço apresenta duas principais vertentes: uma relacionada com os aspetos técnicos da qualidade do fornecimento de eletricidade e que abarcam os operadores de redes (transporte e distribuição); e outra relacionada com o relacionamento comercial, que abrange não apenas os operadores de rede como, de forma mais pronunciada, os comercializadores.

Com a publicação do RQS SE de 2013 passou a incluir-se, no perímetro do relatório da qualidade de serviço, os comercializadores em regime de mercado, entidades que até aí estavam ausentes deste exercício de agregação e disponibilização de informação.

Já durante o ano de 2017, a ERSE concluiu o processo de revisão regulamentar do setor elétrico, o qual, no âmbito da qualidade de serviço, introduziu a inovação de se fazer aprovar um regulamento único para a eletricidade e para o gás natural. Esta evolução foi motivada pelos desenvolvimentos dos dois mercados, em particular no que ao retalho diz respeito e à crescente penetração de ofertas duais de fornecimento. Ainda assim, o presente relatório é ainda específico para o setor elétrico, se bem que a sua estrutura tenha já muito de comum com o que se faz para o setor do gás natural.

No que ao ano de 2016 diz respeito, cabe destacar que se foram aprofundando alguns desenvolvimentos de mercado de eletricidade, dos quais se destaca o alargamento progressivo do número de comercializadores a atuar no mercado a retalho, a densificação das ofertas comerciais aos consumidores e o crescimento da parcela de consumidores abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

Na vertente da qualidade de serviço técnica, o Relatório da Qualidade de Serviço de 2016, em linha com os anteriores, vem 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.

Ainda nesta vertente, o Relatório da Qualidade de Serviço constitui um importante acervo de informação para aferição do desempenho dos operadores das redes do Sistema Elétrico Nacional, e correspondente modulação do seu processo regulatório.

A informação no Relatório da Qualidade de Serviço 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.

No quadro da vertente de qualidade de serviço comercial, o aprofundamento da liberalização implica também uma densificação do conteúdo do Relatório da Qualidade de Serviço, colocando em perspetiva comparada ofertas de natureza distinta, nomeadamente as que são disponibilizadas pelos comercializadores de último recurso e, num outro plano, pelos comercializadores em regime de mercado. Esta densificação de informação alimentou a discussão tida na referida revisão regulamentar de 2017, quanto ao conceito de nível mínimo de qualidade de serviço comercial a concretizar pelos comercializadores.

Importa, pois, sublinhar que o Relatório da Qualidade de Serviço constitui, simultaneamente, um exercício de complexa elaboração e de valor para todos os intervenientes no mercado. Estas características tornam este documento um elemento vivo e evolutivo, que a ERSE pretende que se constitua como um motivador e indutor do envolvimento de todos na discussão das diferentes problemáticas da qualidade de serviço.

Maria Cristina Portugal

Presidente do Conselho de Administração da ERSE

ÍNDICE

SÍNTESE 8

1 - INTRODUÇÃO 19

2 - BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 23

3 - QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA 31

3.1- Continuidade de serviço 32

3.2 - Qualidade de energia elétrica 36

3.3 - Rede de transporte de Portugal continental | Continuidade de serviço 38

3.4 - Rede de transporte de Portugal continental | Qualidade de energia elétrica 46

3.5 - EDP Distribuição | Continuidade de serviço 51

3.6 - EDP Distribuição | Qualidade de energia elétrica 66

3.7- Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT | Continuidade de serviço 70

3.8 - Operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT | Qualidade de energia elétrica ... 81

3.9- Região Autónoma dos Açores | Continuidade de serviço 86

3.10 - Região Autónoma dos Açores | Qualidade de energia elétrica 99

3.11 - Região Autónoma da Madeira | Continuidade de serviço 105

3.12 - Região Autónoma da Madeira | Qualidade de energia elétrica 114

3.13 - Reclamações e Pedidos de Informação apresentados à ERSE 117

4 - QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL 121

4.1 - Serviços de ligação às redes 122

4.2 - Ativação de fornecimento na baixa tensão 125

4.3 - Atendimento presencial 130

4.4 - Atendimento telefónico comercial 135

4.5 - Atendimento telefónico para comunicação de leituras 139

4.6 - Atendimento telefónico para comunicação de avarias 141

4.7 - Assistência técnica 144

4.8 - Visita combinada 149

4.9 - Frequência da leitura de equipamentos de medição 155

4.10 - Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente 157

4.11 - Reclamações 163
4.12 - Pedidos de informação 169
4.13 - Mudança de comercializador 174
4.14 - Situações de exclusão do pagamento de compensações 176
4.15 - Clientes com necessidades especiais 178
4.16 - Clientes prioritários 181
5 - AUDITORIAS ERSE 185
6 - ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO 189
7 - ANEXO 193

SÍNTESE

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.

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 do Grupo de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço.

APRECIAÇÃO GERAL

De uma forma geral, a vertente técnica da qualidade de serviço percecionada pelos clientes em 2016 manteve-se igual quando comparada com o ano de 2015. Do ponto de vista da qualidade de serviço comercial, verifica-se globalmente, a manutenção de um bom desempenho e a continuação de melhorias no reporte das empresas.

No que diz respeito à continuidade de serviço em Portugal continental, em 2016 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição operadas pela EDP Distribuição se manteve igual, em comparação com o ano de 2015. Os valores registados para os indicadores gerais são da ordem de grandeza dos valores registados em 2015, 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 três interrupções longas de fornecimento e três interrupções breves. A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2016 apresentou uma diminuição do desempenho no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2015 no que respeita aos indicadores de energia não fornecida e tempo de interrupção equivalente, mantendo-se contudo bons valores de desempenho.

Na Região Autónoma dos Açores (RAA) registou-se uma melhoria dos valores dos indicadores de continuidade de serviço. A análise às interrupções percecionadas por cada um dos clientes em BT da RAA demonstrou que 10,8% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), verificou-se em 2016 uma degradação da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, face ao ano anterior. Para estes resultados contribuíram os eventos relacionados com os grandes incêndios florestais que ocorreram na ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, os indicadores da qualidade gerais de serviço melhoraram, ficando ao nível dos melhores anos desde que há registo.

Ainda na vertente técnica da qualidade de serviço, no seguimento do que se havia verificado 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.

No âmbito da qualidade de serviço comercial, apesar de se verificar um maior cumprimento no reporte atempado da informação obrigatória por parte dos comercializadores, regista-se ainda alguma informação em falta que urge colmatar, bem como a necessidade de uma harmonização nos critérios utilizados para o registo dos dados. Nos indicadores gerais verificou-se, de forma geral,

a continuação de um bom desempenho. Porém, nos indicadores individuais mantém-se ainda um número significativo de incumprimentos cujas compensações são pagas tardiamente ou não foram ainda pagas.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

No ano de 2016 ocorreram três interrupções longas de fornecimento na RNT. Para além destas interrupções, ocorreram ainda três interrupções breves.

Apesar da ocorrência de interrupções de fornecimento de longa duração, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega. A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2016 apresentou um desempenho inferior no domínio da continuidade de serviço face ao ano de 2015 no que respeita aos indicadores de energia não fornecida e tempo de interrupção equivalente. Este desempenho deve-se ao facto de terem ocorrido três interrupções longas, das quais uma delas foi classificada como evento excecional.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REDE DE TRANSPORTE DE PORTUGAL CONTINENTAL

O plano de monitorização implementado pela REN em 2016 contemplou medições em 77 dos 80 pontos de entrega fornecidos pela RNT. A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 90% dos pontos de entrega existentes. No entanto, somente em 69% dos pontos de entrega foi garantido um período de monitorização igual ou superior a 40 semanas.

No ano de 2016 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 3.ª, 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 2016, o número de cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado apresentou um aumento de 37% relativamente ao ano anterior.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2016, verificou-se que o desempenho da rede de distribuição operada pela EDP Distribuição se manteve, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2015.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2016 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2015, 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.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 32 523 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, aumentando 48% face ao ano anterior. O valor das compensações pagas aos clientes foi de 321 805,82 euros, aumentando 39% comparativamente com o valor pago em 2015. A grande maioria dos incumprimentos respeita à duração das interrupções, essencialmente devidos a uma concentração territorial de incidentes.

Relativamente ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a EDP Distribuição registou um prémio de 2,6 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 registada nos dias 14 e 15 de fevereiro, pela sua dimensão e impacto. Este evento foi provocado por ventos e chuva forte acompanhada de trovoada, sendo consequência de um fluxo intenso e de uma massa de ar frio e instável que atravessou o território de Portugal continental. Esta tempestade concentrou-se em especial nos distritos de Aveiro, Braga, Castelo Branco, Coimbra, Évora, Faro, Guarda, Leiria, Portalegre, Porto, Viana dos Castelo, Vila Real e Viseu, tendo sido afetados um total de cerca de 360 mil clientes nos vários níveis de tensão.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP DISTRIBUIÇÃO

Em 2016, registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com a EDP Distribuição.

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

Em Portugal continental existem 10 operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, tendo todos estes operadores apresentado a informação à ERSE sobre a qualidade de serviço técnica referente ao ano de 2016.

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.

Salienta-se ainda a evolução qualitativa verificada nos últimos anos, sobre o tratamento da informação sobre qualidade de serviço técnica submetida à ERSE pelos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT assim como o esforço no cumprimento do estabelecido regulamentarmente. No que diz respeito às metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, foi atingido pela terceira vez, pelos 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 2016, 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 2016, 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 do Faial e na zona C da ilha de S. Jorge. Verificou-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço.

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 10,8% da totalidade dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 805 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 98% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 7288,68 euros (em 2015 este valor foi de 1833 euros).

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2016 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 52 pontos de monitorização. Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 24 postos de transformação de distribuição.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo e na ilha Terceira.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os indicadores gerais de continuidade de serviço da RAM em 2016 demonstraram uma degradação da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, face ao ano anterior. Para estes resultados contribuíram os eventos relacionados com os grandes incêndios florestais que ocorreram na ilha da Madeira. Na ilha do Porto Santo, os indicadores da qualidade gerais de serviço melhoraram, ficando ao nível dos melhores anos desde que há registo. A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões demonstrou que em 2016 nenhum desses padrões gerais foi ultrapassado.

A análise da continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente demonstra que cerca de 4% dos clientes em BT da RAM tiveram pelo menos 6 interrupções. No entanto, 62% dos clientes tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, em 2016 verificaram-se 132 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, tendo este valor aumentado face ao registado no ano anterior (em 2015 verificaram-se 92 incumprimentos dos padrões). O valor das compensações pagas a clientes, no ano de 2016 na RAM foi de 9587,14 euros sendo um valor superior ao ano anterior (em 2015 este valor foi de 966,98 euros).

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

As ações de monitorização da qualidade de energia elétrica realizadas em 2016 na RAM contemplaram medições anuais em 23 pontos das redes de transporte e distribuição das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Destes 23 pontos monitorizados em 2016, realizou-se monitorização permanente em 13 pontos (11 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. No que respeita às sobretensões, não se registaram no ano de 2016 sobretensões nos ponto de rede monitorizados, contrariamente ao verificado no ano anterior.

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 2016 indiciam 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 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, à semelhança de 2015 e 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. A percentagem de atendimentos cujo tempo de espera foi alvo de monitorização foi superior a 40%.

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, à semelhança do verificado em 2015. 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, tal como nos dois anos anteriores. O atendimento para comunicação de avarias tem um padrão (85%) que, tal como em 2015 e 2014, foi cumprido por todas as empresas com exceção da EEM. De forma geral, os valores do indicador relativo à comunicação de leituras melhoraram em 2016 face a 2015.

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 2016, apenas duas das empresas não cumpriram o padrão. O tempo médio de resposta, globalmente, foi de 3 dias úteis.

Para os ORD 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 13 dias úteis, o número de incumprimentos representou 18% do total de reclamações recebidas, uma redução face a 2015. Foram pagas 30% das compensações devidas, um aumento face aos 15% registados em 2015. Foram enviadas 10 comunicações intercalares por cada 100 reclamações respondidas (19 em 2015).

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 2016, oito dos ORD cumpriram o padrão.

Relativamente às assistências técnicas a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes, também em 2016, tal como em 2015, assistiu-se a uma diminuição do número de incumprimentos. Do mesmo modo, e contrariamente ao registado em 2015, o pagamento e a cobrança das compensações devidas apresentou melhorias. 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 comercializadores. O número de visitas combinadas subiu 4% face a 2015. O número de incumprimentos por parte dos clientes foi de 9,7 por cada dez mil agendamentos. Continuam a verificar se ainda lacunas nos dados reportados pelos comercializadores, resultando numa diferença substancial entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas combinadas reportadas pelos comercializadores.

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. Em 2016, o número de incumprimentos dos ORD voltou

a diminuir, passando de 11, em 2015, para 6,6 incumprimentos por cada mil restabelecimentos. No âmbito dos comercializadores, verificou-se a ocorrência de dificuldades por parte dos comercializadores de maior dimensão em fornecerem os dados obrigatórios para a verificação do cumprimento deste indicador individual. Verificaram-se ainda atrasos no pagamento de compensações aos clientes.

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 2016, o tempo médio, global, de mudança sem data preferencial foi de 5 dias úteis e com data preferencial foi de 10 dias úteis.

CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS E CLIENTES PRIORITÁRIOS

A maior parte (88%) 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 2016 (3813 clientes prioritários) continuam a tendência de aumento verificada no ano anterior e em 2014.

1
INTRODUÇÃO

1

INTRODUÇÃO

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 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.
- Resposta a pedidos de informação e reclamações dos clientes

.

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.

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 ELÉTRICO NACIONAL

2

BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

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, respetivamente, não havendo obrigação de separação jurídica entre atividades. Estas mesmas empresas detêm ainda a maior quota na produção.

Operadores das redes e CUR

Sistema elétrico	Entidade	Nome abreviado	Funções
Portugal continental	A Celer - Cooperativa de Electrificação de Rebordosa	A Celer	ORD, CUR
	A Eléctrica de Moreira de Cónegos	A E. Moreira de Cónegos	ORD, CUR
	Casa do Povo de Valongo do Vouga	C. P. de Valongo do Vouga	ORD, CUR
	CEVE - Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este	CEVE	ORD, CUR
	Cooperativa de Electrificação A Lord	A Lord	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Loureiro	C. E. de Loureiro	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais	C. E. S. Simão de Novais	ORD, CUR
	Cooperativa Eléctrica de Vilarinho	C. E. de Vilarinho	ORD, CUR
	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

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. 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 em 2016

Linhas	
Nível de tensão (kV)	km
400	2 670
220	3 611
150	2 582
Total	8 863
Subestações	
Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)
MAT/MAT	13 890
MAT/AT	22 426
Total	36 316
Pontos de Entrega (PdE)	
80	

Nas regiões autónomas as redes de transporte são constituídas por linhas aéreas e subterrâneas com níveis de tensão de 60 e 30 kV. Na RAA só existe rede de transporte em três das nove ilhas.

Caracterização sumária das redes de transporte das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2016

Região Autónoma	Ilha	Linhas (km)		Subestações		N.º de PdE
		Nível de tensão (kV)		Razão de transformação	Potência de transformação (MVA)	
		60	30			
Açores	São Miguel	95	-	AT/MT	181	9
		-	2	MT/MT	11	2
	Terceira	-	73	MT/MT	84	5
	Pico	-	33	MT/MT	13	3
Madeira	Madeira	99	322	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 (PT) e equipamentos acessórios ligados à sua exploração.

Em Portugal continental, para além da EDP Distribuição, existem outros 10 operadores das redes de distribuição de energia elétrica, que atuam exclusivamente em BT.

Caracterização sumária das redes de distribuição em Portugal continental em 2016

ORD	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de PdE
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	8 990	526	-	-
	MT	58 606	14 436	68 255	-
	BT	109 291	33 543	-	6 065 720
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	26	2 169
A Celer	BT	79	27	44	4 142
A Lord	BT	138	19	43	4 442
C. E. de Loureiro	BT	75	18	20	2 055
C. E. S. Simão de Novais	BT	77	6	31	3 293
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	1 530
CEVE	BT	347	153	89	8 945
Cooproriz	BT	n.d.	n.d.	25	1 880
A. E. Moreira de Cónegos	BT	n.d.	n.d.	17	2 090
J. F. de Cortes do Meio	BT	n.d.	n.d.	4	426

n.d. – informação não disponível

Caracterização sumária das redes de distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira em 2016

Ilha	Rede de distribuição			N.º de PT	N.º de PdE
	Nível de tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
Santa Maria	MT	65	21	63	-
	BT	136	19	-	3 773
São Miguel	MT	437	261	513	-
	BT	779	358	-	62 621
Terceira	MT	250	93	278	-
	BT	530	85	-	27 119
Graciosa	MT	56	8	47	-
	BT	90	7	-	3 234
São Jorge	MT	122	6	72	-
	BT	176	15	-	5 766
Pico	MT	156	32	133	-
	BT	296	26	-	9 356
Faial	MT	94	43	91	-
	BT	201	40	-	7 955
Flores	MT	62	13	32	-
	BT	58	12	-	2 429
Corvo	MT	-	3	1	-
	BT	0	4	-	274
Madeira	MT	423	735	1 386	-
	BT	2 495	666	-	133 109
Porto Santo	MT	13	69	69	-
	BT	47	85	-	4 611

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 2016 de cada um dos comercializadores de último recurso é apresentado no quadro seguinte.

Comercializador de último recurso	Número de clientes
A Celer	4 142
A E. Moreira de Cónegos	2 090
A Lord	4 442
C. E. de Loureiro	2 055
C. E. de Vilarinho	1 530
C. E. S. Simão de Novais	3 293
C. P. de Valongo do Vouga	2 169
CEVE	8 945
Cooproriz	1 880
EDA	122 527
EDP Serviço Universal	1 398 691
EEM	137 720
J. F. de Cortes do Meio	426

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

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

O número de clientes ao longo do ano varia de forma mais pronunciada para os comercializadores em regime de mercado, razão pela qual se apresentam, no quadro seguinte, os números médios de clientes em 2016 de cada comercializador em regime de mercado.

Comercializador	Número de clientes (média 2016)
EDP Comercial	3 904 992
Galp Power	264 690
Endesa	167 086
Iberdrola	100 424
Goldenergy	80 027
Gas Natural Servicios	38 381
Enforcesco	9 669
Audax	6 674
Energia Simples	6 148
Luzboa	4 390
Enat	4 179
HEN	1 008
Elygas Power	673
Axpo	377
Lógica Energy	294
Elergone	265
Elusa	189
Lusíada Energia	138
JAF Plus	126
Ecochoice	48
Outros	46

Outros: Rolear Viva, Lualuz, Fortia, Acciona, Anywind, E-Plus, Nexus, On Demand e Pura World.

A Axpo, a Elusa, a E. Moreira de Cónegos, a Enat, a HEN, a Lualuz, a Lusíada Energia e a Luzboa não reportaram ou reportaram tardiamente a informação de qualidade de serviço à ERSE.

A Acciona informou ter tido quatro clientes portugueses em 2016 mas que só em 2017 passou a dispor de estrutura operacional em Portugal. A Elergone iniciou atividade apenas a 1 de abril de 2016, pelo que a informação desta empresa apresentada no presente relatório diz respeito apenas aos 2.º, 3.º e 4.º trimestres de 2016. O mesmo se aplica para a Lógica Energy que iniciou atividade em março de 2016 e para a Ecochoice que iniciou atividade em maio de 2016. A JAF Plus iniciou atividade em agosto de 2016 e a Lusíada Energia iniciou atividade no 4.º trimestre de 2016. A Elygas Power informou não ter tido atividade no 1.º trimestre de 2016.

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	Cooproriz	
EDP Distribuição		Operação da rede de distribuição
EDP Serviço Universal		Comercialização de último recurso
Audax	Ecochoice	Comercialização em regime de mercado
EDP Comercial	Elergone	
Elygas Power	Endesa	
Energia Simples	Enforcesco	
Fortia	Galp Power	
Gas Natural Servicios	Goldenergy	
Iberdrola	JAF Plus	
Lógica Energy	Rolear Viva	
EDA	EEM	Produção, operação da rede de transporte (ORT), operação da rede de distribuição e comercialização de último recurso
REN		Operação da rede de transporte

3

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

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 planeadas pelo respetivo 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.

Um dos principais objetivos do RQS é conduzir à diminuição das assimetrias existentes entre os vários clientes. Nesse sentido, a par de padrões para o desempenho das redes relativamente ao número e a duração de interrupções, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O 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),

acompanha-se também o número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O RQS avalia a continuidade de serviço das redes de acordo o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes considera todas as interrupções que os afetem, independentemente da origem das mesmas.

O RQS inclui o conceito de Evento Excecional, o qual corresponde a eventos que cumpram cumulativamente as seguintes características: i) baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; ii) provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; iii) não seja razoável, em termos económicos, que os operadores das redes ou os comercializadores evitem a totalidade das suas consequências; iv) o evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores das redes ou aos comercializadores.

Um evento só é classificado como evento excecional se, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores, a ERSE o aprovar como tal. No processo de aprovação, a ERSE tem em consideração os pareceres das entidades administrativas DGEG, DREn da RAA e DRET da RAM.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço são gerais se se referirem à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica e individuais se se referirem à continuidade de serviço percecionada individualmente por cada PdE (cliente ou outra rede).

O RQS estabelece indicadores de continuidade de serviço 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 excecionais.

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. 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.

O RQS define 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.

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, consequentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

Os fenómenos 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 fenómenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão são identificáveis, existindo atualmente soluções técnicas para a sua mitigação, a implementar tanto na instalação dos clientes como nas redes.

A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para serem suportados pela generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão. Neste sentido, tem-se fomentado uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes (conforme estabelecido no RQS e na norma NP EN 50 160) e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos.

Para efeitos de verificação dessas características e limites, o 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 fenómenos contínuos e de eventos de tensão.

Os fenómenos contínuos analisados nas redes e para os quais estão estabelecidos valores limite no RQS são os seguintes:

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

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, SARI e MAIFI e da verificação do cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço.

A avaliação do desempenho da rede de transporte em termos de continuidade de serviço, para além das interrupções longas (duração superior a 3 minutos), considera também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI.

Os padrões individuais anuais de continuidade de serviço estabelecidos para a rede de transporte e de aplicação aos 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.

CARACTERIZAÇÃO

Interrupções de fornecimento

No ano de 2016 ocorreram três interrupções de fornecimento longas e três interrupções de fornecimento breves, afetando seis dos 80 PdE existentes na RNT no final do ano. Refira-se que entre os anos 2013 e 2015 foram contabilizadas em cada ano duas interrupções de fornecimento longas.

O quadro seguinte apresenta o número e a duração das interrupções verificadas em 2016 por PdE da RNT, bem como o seu impacto no valor da ENF1.

A ENF1 corresponde à estimativa da energia não fornecida aos PdE desde o início da interrupção até à reposição do fornecimento

por parte do operador da RNT. No entanto, por motivos operacionais, após a resolução de uma interrupção num PdE da rede de transporte para a rede de distribuição, pode ser necessário 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.

Pontos de Entrega		Frequência das Interrupções			Duração Total das Interrupções (min)			ENF_1 (MWh)		
		Breves	Longas		Breves	Longas		Breves	Longas	
Designação	Un (kV)	1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total	1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total	1seg ≤ t ≤ 3min	t > 3min	Total
SUBESTAÇÃO DE PEDRALVA	130	1		1	2,00		2,00	1,30		1,30
SUBESTAÇÃO DE RIBA D'AVE	60		1	1		5,30	5,30		8,70	8,70
SUBESTAÇÃO DA BODIOSA	60	1		1	2,40		2,40	1,00		1,00
SUBESTAÇÃO DE ÉVORA	60		1	1		3,60	3,60		2,30	2,30
SOBRAL DA SERRA (REFER)	220	1		1	0,70		0,70	0,00		0,00
SUBESTAÇÃO DE VILA FRIA	60		1	1		13,40	13,40		20,80	20,80
Total		**3**	**3**	**6**	**5,10**	**22,30**	**27,40**	**2,30**	**31,80**	**34,10**
Total (%)		**50,0**	**50,0**	**100,0**	**18,6**	**81,4**	**100,0**	**6,7**	**93,3**	**100,0**

A totalidade da energia não fornecida diretamente imputável à RNT pelas interrupções com origem nesta rede (ENF1) foi de 34,1 MWh em 2016. A contribuição das interrupções longas para este valor anual foi cerca de 93%. Em 2016, o tempo de interrupção equivalente imputado indirectamente à RNT foi de 1,8 minutos. A este tempo de interrupção correspondeu uma ENF2 de 1,1 MWh.

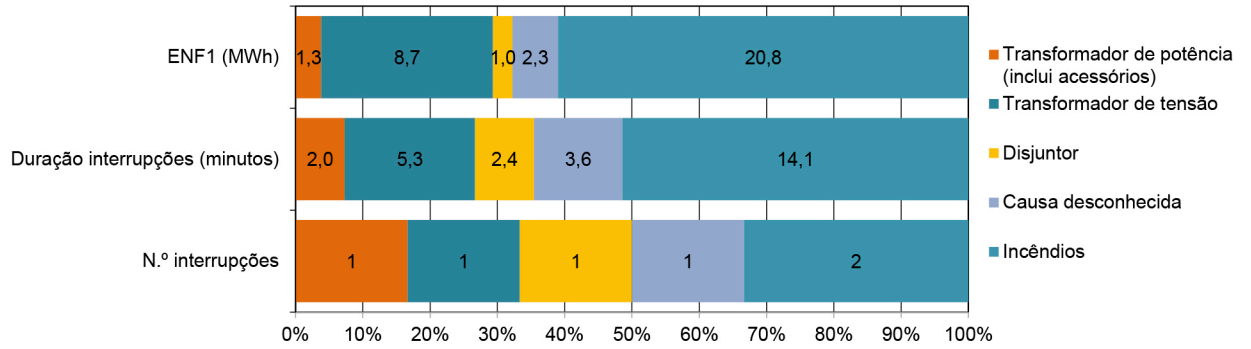
No que se refere ao cumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, apesar de, em 2016, se terem registado interrupções de longa duração em PdE, estes padrões foram totalmente cumpridos. Não se registam incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço da RNT desde 2004.

No quadro que se segue é apresentada uma descrição sucinta da REN sobre os incidentes que originaram três interrupções longas registadas em 2016.

Ocorrência (Data)	Descrição da causa de acordo com o Relatório da REN	ENF_1 (MWh)	Tempo de interrupção (minutos)
26/05/2016	Na subestação de Évora, devido a uma causa não objetivamente identificada, com origem no contornamento da cadeia de isoladores de suporte do tendido da fase 8, localizada entre o disjuntor e o transformador de intensidade nos 150 kV do transformador 3, deu-se um defeito monofásico em barras 1 de 150 kV, tendo resultado a ENF_1 de 2,3 MWh.	2,3	3,6
15/03/2016	Na subestação de Riba d'Ave, devido à explosão do transformador de tensão da fase 8 do painel de linha, a 60kV, Ruivães 1, ocorreu um defeito em barras 2 norte de 60 kV, causando o disparo das proteções diferenciais dos transformadores 3 e 4 de 400/60 kV ligados a barras 2 sul, cortando os consumos em duas linhas de 60 kV, tendo resultado a ENF_1 de 8,7 MWh. Estes disparos deveram-se a problemas de eletrificação nos núcleos de proteção dos transformadores de intensidade.	8,7	5,3
09/08/2016	Na subestação de Vila Fria, devido a incêndio florestal de dimensão significativa que deflagrou no distrito de Viana do Castelo, as linhas de muito alta tensão desta subestação foram sujeitas a curto-circuitos levando a que diversos circuitos desencadeassem ordens de abertura de todos os disjuntores pelo automatismo de corte por tensão zero donde resultou a interrupção total do fornecimento de energia e a consequente ENF_1 de 20,8 MWh. Este incidente foi classificado como evento excecional, 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.	20,8	13,4

Apresentam-se em seguida as causas de todas as interrupções de fornecimento de energia elétrica verificadas na RNT em 2016, assim como o respetivo impacto em termos de número das interrupções, de duração das interrupções e de ENF_1.

Causas das Interrupções na RNT

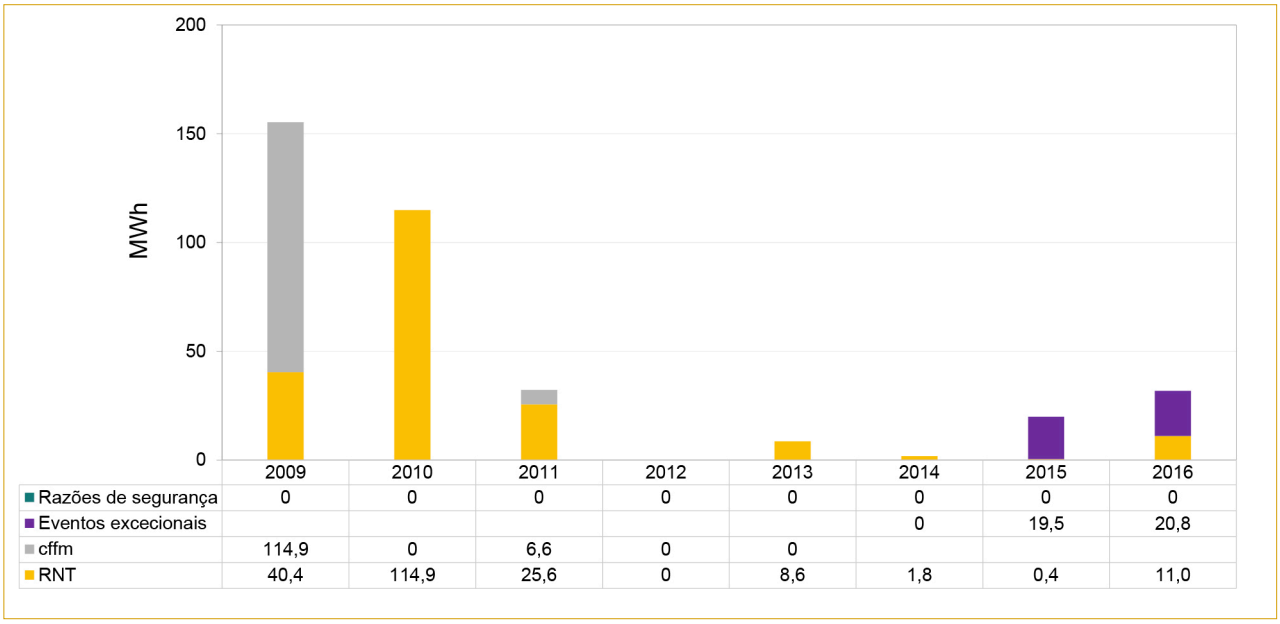


Ao contrário do sucedido no ano anterior, em 2016 as interrupções com origem em incêndios e transformador de tensão corresponderam às causas com maior impacto não só na duração de ocorrências, mas também na ENF_1.

Indicadores gerais

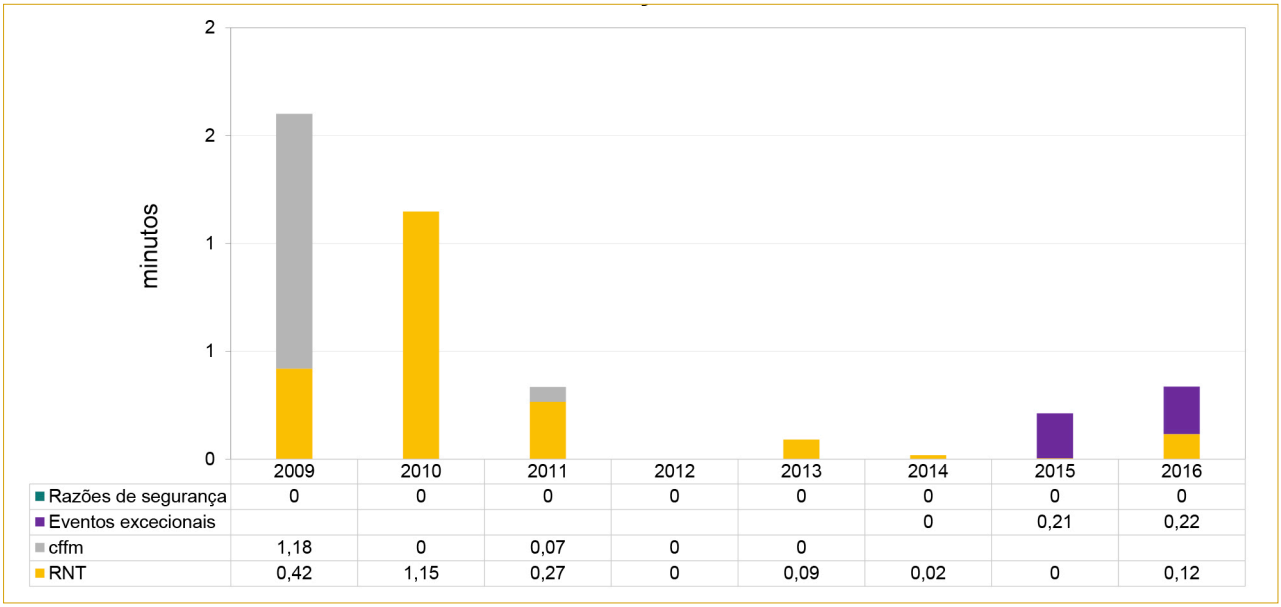
Para efeitos de avaliação do desempenho global da RNT, apresenta-se nas figuras seguintes a evolução entre os anos de 2009 a 2016 dos indicadores gerais de continuidade de serviço ENF, TIE SAIFI, SAIDI e SARI para as interrupções longas.

Evolução da ENF



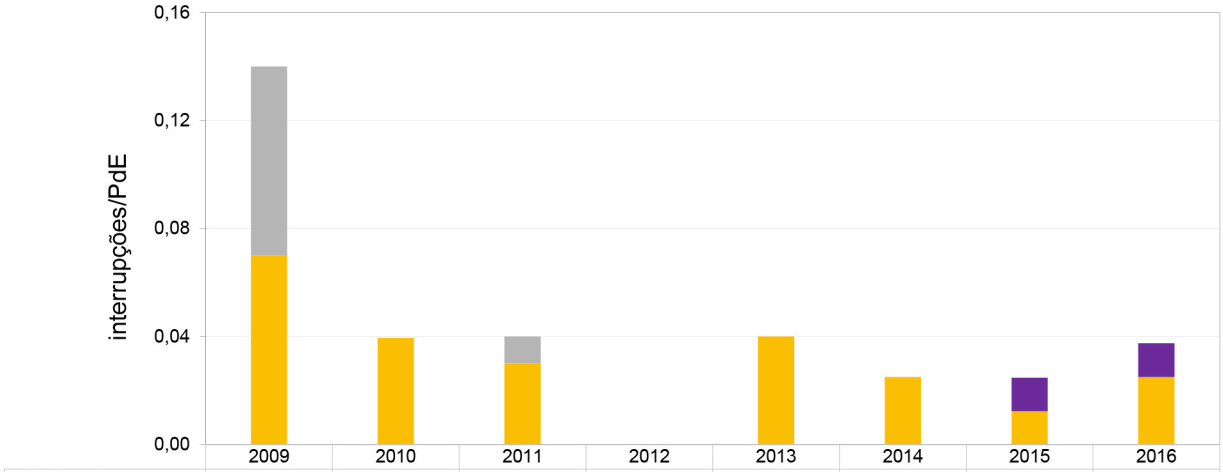
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Razões de segurança	0	0	0	0	0	0	0	0
Eventos excecionais						0	19,5	20,8
cffm	114,9	0	6,6	0	0			
RNT	40,4	114,9	25,6	0	8,6	1,8	0,4	11,0

Evolução da TIE



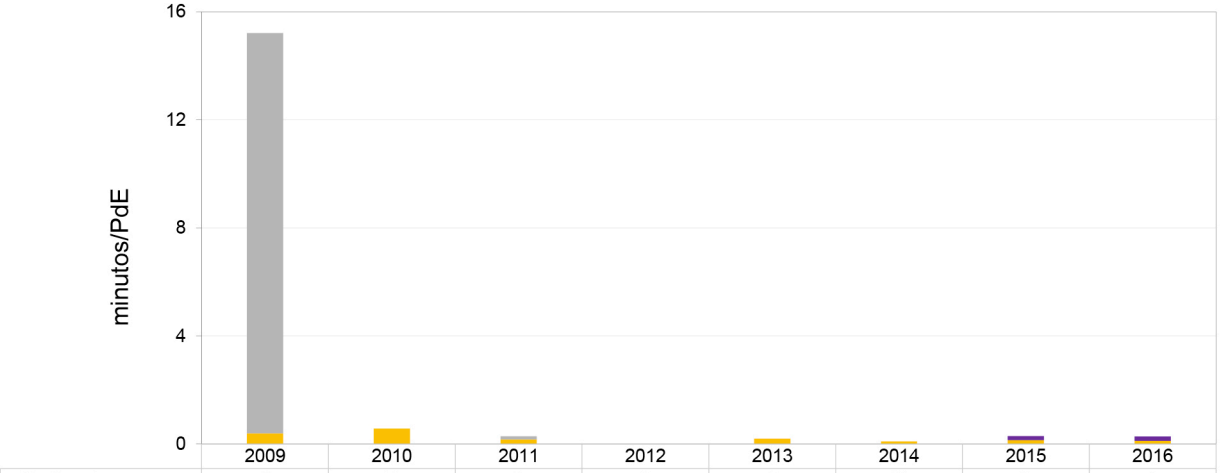
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Razões de segurança	0	0	0	0	0	0	0	0
Eventos excecionais						0	0,21	0,22
cffm	1,18	0	0,07	0	0			
RNT	0,42	1,15	0,27	0	0,09	0,02	0	0,12

Evolução da SAIFI



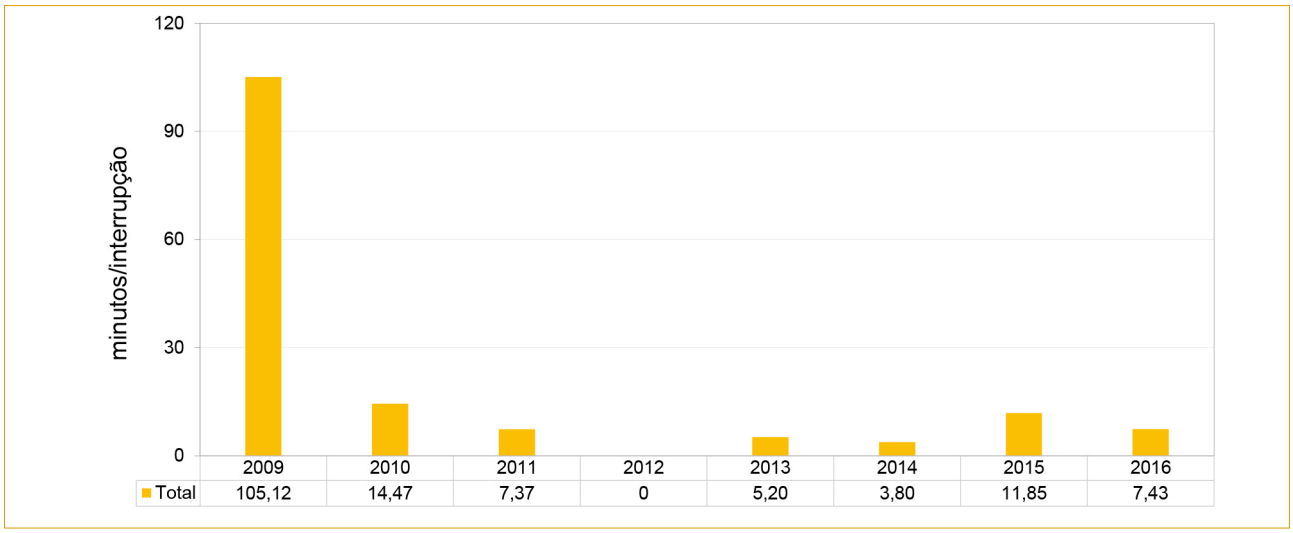
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Razões de segurança	0	0	0	0	0	0	0	0
Eventos excecionais						0	0,01	0,01
cffm	0,07	0	0,01	0	0			
RNT	0,07	0,04	0,03	0	0,04	0,03	0,01	0,03

Evolução da SAIDI



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Razões de segurança	0	0	0	0	0	0	0	0
Eventos excecionais						0	0,15	0,17
cffm	14,82	0	0,11	0	0			
RNT	0,39	0,57	0,17	0	0,20	0,10	0,14	0,11

Evolução da SARI



A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2016 apresentou um aumento dos valores dos indicadores ENF e TIE. Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com a tendência verificadas nos últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido três interrupções longas, das quais uma delas foi classificada como evento excecional.

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 2016, desagregados de acordo com tipo de interrupção (previstas e acidentais).

Indicador geral		Previstas	Acidentais		Total
			Não excecionais	Excecionais	
ENF_1	(MWh)	0	11,00	20,80	31,8
TIE	(minutos)	0	0,12	0,22	0,34
SAIFI	(interrupções/PdE)	0	0,03	0,01	0,04
SAIDI	(minutos/PdE)	0	0,11	0,17	0,28
SARI	(minutos/interrupção)	0	2,97	4,47	7,44
MAIFI	(interrupções/PdE)	0	0,04	0	0,04

Apesar de não se encontrar estabelecido regulamentarmente, a empresa concessionária da RNT tem, ao longo dos anos, reportado informação relativa ao número de defeitos ocorridos por cada 100 km de linha. No quadro seguinte apresenta-se essa informação relativa a 2016 com desagregação por nível de tensão.

Número de defeitos por 100 km de linha		
Nível de tensão		Global
150 kV	2,29	1,70
220 kV	1,22	
400 kV	1,76	

O número de defeitos elétricos por 100 km de linha registado a nível global na RNT em 2016 apresenta um aumento de 70% relativamente ao ano anterior. Refira-se que o indicador para o nível de tensão 150 kV foi o que apresentou um maior aumento, 52% face ao ano anterior.

Eventos Excecionais

Em 2016, a ERSE aprovou a classificação de um incidente como evento excecional, na sequência de pedido fundamentado por parte da REN. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DGEG.

O incidente classificado como evento excecional teve como causa incêndios, tendo no dia 9 de agosto de 2016 provocado a interrupção de fornecimento de energia da subestação de Vila Fria. A interrupção resultou da saída automática de serviço das três linhas de 150 kV que alimentam esta subestação, devido a curto-circuitos causados por um incêndio rural que ocorreu nas freguesias de Barroselas e Carvoeiro, concelho de Viana do Castelo.

O evento excecional afetou 75 598 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro.

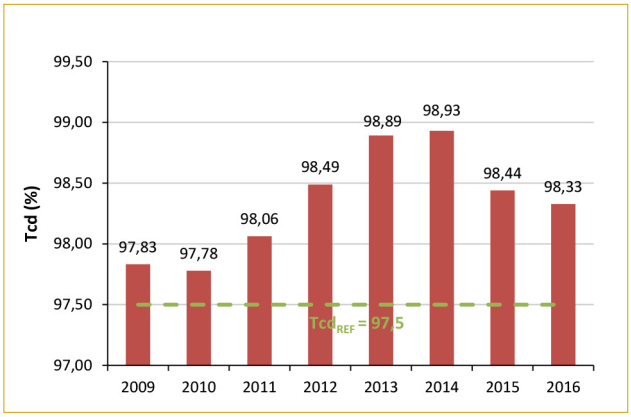
Indicador geral		Evento 9 de agosto		Total Ano 2016
		Impacto do evento	Contrinuição para valor anual	
ENF_1	(MWh)	20,80	65%	31,8
TIE	(minutos)	0,22	65%	0,34
SAIFI	(interrupções/PdE)	0,01	25%	0,04
SAIDI	(minutos/PdE)	0,17	61%	0,28
SARI	(minutos/interrupção)	4,47	60%	7,44
MAIFI	(interrupções/PdE)	0	0%	0,04

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 uma melhor 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 2016 foi de 98,33%, superior ao valor de referência, 97,5%.



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 2016 ocorreram na RNT três interrupções de fornecimento longas e três 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 2016 apresentou um aumento dos valores dos indicadores ENF e TIE. Os restantes indicadores de continuidade de serviço estão em linha com as tendências verificadas nos últimos anos.

As interrupções com origem “incêndios” e “transformadores de tensão” corresponderam às causas com maior impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

Apesar do desempenho da RNT ter sido inferior em 2016 do que em 2015, o reduzido número de interrupções que se tem registado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

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

ENQUADRAMENTO

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 foi 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. Os resultados de monitorização realizados pela REN podem ser consultados através da hiperligação:

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

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela REN para o ano de 2016 contemplou medições em 77 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados foi superior ao número registado em 2015.

No ano de 2016, a monitorização permanente da qualidade da onda de tensão foi realizada em 72 PdE, o correspondente a 90% dos PdE existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes esteve compreendida entre as 8 e as 52 semanas, sendo que apenas 55 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 cinco PdE em 2016. O período destas ações de monitorização durou entre 44 e 48 semanas.

Fenómenos Contínuos

Das ações de monitorização realizadas, identificaram-se incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão em cinco PdE de MAT, designadamente nos PdE da Fatela, de Gouveia, de Mortágua, de Guimarães e da Siderurgia do Seixal. Além disso, o limite admissível de variação do valor eficaz da tensão em relação aos valores de tensão declarada foi excedido em AT nos PdEs de Frades, Santarém, Vila Pouca de Aguiar e Prelada.

No que respeita à severidade de tremulação de curta e de longa duração foram identificados incumprimentos em quatro PdE, designadamente na subestação do Alqueva, de Frades, da Siderurgia da Maia e da Siderurgia do Seixal.

Relativamente à distorção harmónica, identificaram-se nove PdE com incumprimento dos valores regulamentares, designadamente a subestação de Frades na 3.ª harmónica, de Alto de Mira na 5.ª harmónica e da Fatela na 7.ª harmónica. No Douro, Ermidas do Sado, Quinta do Anjo, Fogueteiro, Luzianes e Monte Novo – Palma, foram registadas algumas harmónicas de alta frequência (ordem superior à 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 55 PdE da RNT com monitorização permanente em que o período de monitorização foi igual ou superior a 40 semanas. Estes quadros incluem para cada nível de tensão (60 kV, 150 kV e 220 kV) o número médio de eventos registados por ponto de rede monitorizado, assim como a caracterização desses eventos relativamente à sua duração e percentagem da tensão declarada.

N.º de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado

Tensão residual (% de U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < *t* ≤ 0,20	0,20 < *t* ≤ 0, 50	0,50 < *t* ≤ 1,00	1,00 < *t* ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	220	31,00	0,75	0	0	0
	150	30,82	0,36	0,82	0,09	0
	60	37,10	2,50	1,40	0,43	0,05
80 > u ≥ 70	220	12,75	0	0	0	0
	150	10,09	0	0,09	0,18	0
	60	13,03	0,55	0,13	0,13	0
70 > u ≥ 40	220	10,50	0	0	0	0
	150	17,73	0	0	0	0
	60	12,53	0,18	0,18	0,08	0,03
40 > u ≥ 5	220	2,25	0	0	0	0
	150	0,73	0	0	0	0
	60	1,73	0,10	0,08	0,05	0
5 > u	220	0	0	0,50	0	0
	150	0,09	0	0	0	0
	60	0,03	0	0,03	0	0

– Tensão declarada

N.º de sobretensões registadas por PdE monitorizado				
Sobretensão (% Uc)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < *t* ≤ 0,50	0,50 < *t* ≤ 5,00	5,00 < *t* ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0	0	0
	150	0	0	0
	60	0,90	0,08	0
120 > u > 110	220	0	0	0
	150	0	0	0
	60	0,53	0,10	0,03

Uc – Tensão declarada

Em 2016, foi realizada monitorização permanente em 4 PdE de 220 kV, 11 PdE de 150 kV e 40 PdE de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por PdE monitorizado foi de 68. Este valor compara com o valor de 43 cavas de tensão por PdE monitorizado, registado em 2015.

Do total das 3713 cavas de tensão registadas na RNT em 2016, cerca de 93% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos e cerca de 42% provocou uma variação na amplitude inferior a 80% da tensão declarada.

Em relação às sobretensões, registaram-se 1,2 eventos por PdE monitorizado. Das 65 sobretensões registadas em 2016, cerca de 88% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 40% provocou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização implementado pela REN em 2016 contemplou medições em 77 dos 80 PdE fornecidos pela RNT. Este número total de PdE monitorizados aumentou face ao número que foi registado em 2015.

A monitorização da qualidade da onda de tensão de forma permanente foi realizada em 90% 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 69%.

No ano de 2016 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 3.ª, 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 2016, o número de cavas de tensão por PdE monitorizado apresentou um aumento de 37% 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 3.1. 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.

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.

CARACTERIZAÇÃO

A caracterização da continuidade de serviço percecionada pelos clientes da EDP Distribuição inicia-se com uma análise da perspetiva geral, baseada na evolução dos indicadores gerais registados em Portugal continental e de cada uma das NUTS III, seguida da verificação dos respetivos padrões. Descrevem-se depois os incidentes que tiveram maior impacto na continuidade de serviço no ano de 2016 e os eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

Continuidade de serviço na perspetiva geral

As redes elétricas da EDP Distribuição possuem clientes nos níveis de tensão AT, MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percecionada pela generalidade dos clientes da EDP Distribuição consideram esses três níveis de tensão. Nos indicadores gerais registados em 2016, que se apresentam em seguida, são consideradas as interrupções previstas e acidentais, independentemente da respetiva origem (externas e internas).

Indicador geral	Previstas	Acidentais	
		Não Excecionais	Excecionais
SAIFI AT (int./PdE)	0	0,27	0,02
SAIDI AT (min/PdE)	0,41	109,72	3,67
MAIFI AT (int./PdE)	0	1,46	0,01
END (MWh)	5,83	3415,49	656,94
TIEPI (min)	0,09	49,90	9,06
SAIFI MT (int./PdE)	0	1,68	0,26
SAIDI MT (min/PdE)	0,16	71,20	16,45
MAIFI MT (int./PdE)	0,02	10,33	0,26
SAIFI BT (int./cliente)	0,01	1,45	0,19
SAIDI BT (min/cliente)	1,91	64,08	11,66

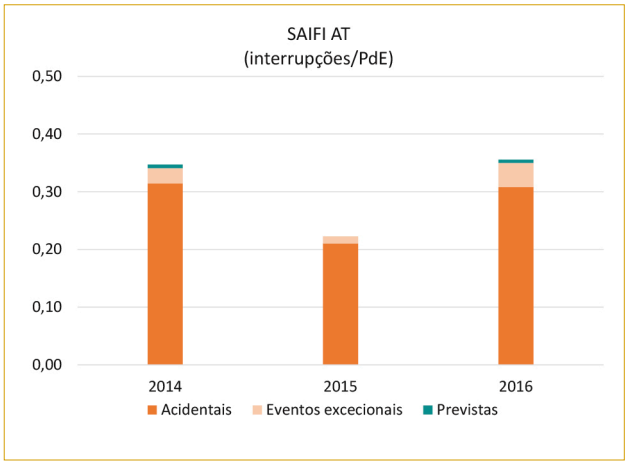
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDP Distribuição, as interrupções acidentais são as que têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções acidentais não excecionais corresponde, em média, a 99% do SAIDI das interrupções previstas.

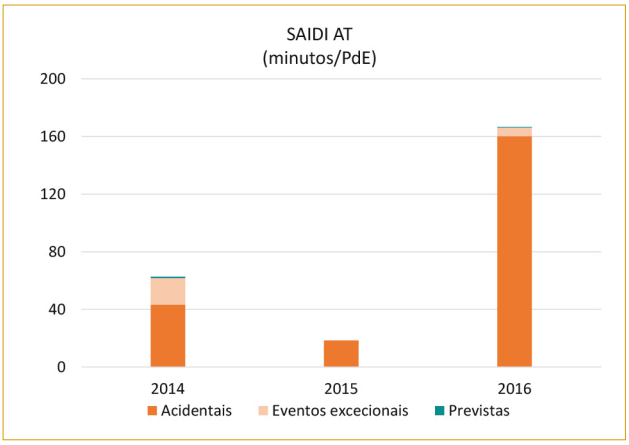
De acordo com os valores dos indicadores de continuidade de serviço, reportados no quadro anterior, constatou-se que os mesmos devem ser analisados com prudência, especialmente para os indicadores que avaliam o desempenho da rede AT. Tendo em conta que os indicadores AT contabilizam as interrupções sentidas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

Na rede de MT, o valor de END é essencialmente resultante de interrupções acidentais não excecionais (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 16% para o total da END.

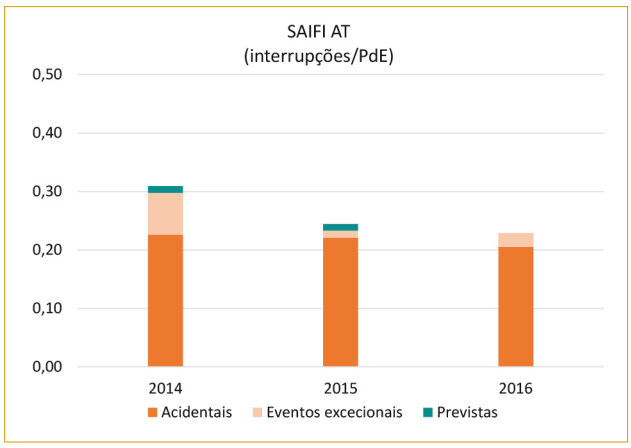
Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na rede AT, desagregados em subcomponentes associadas ao impacto no universo de clientes AT e no universo de produtores AT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais e eventos excecionais, a partir de 2014.

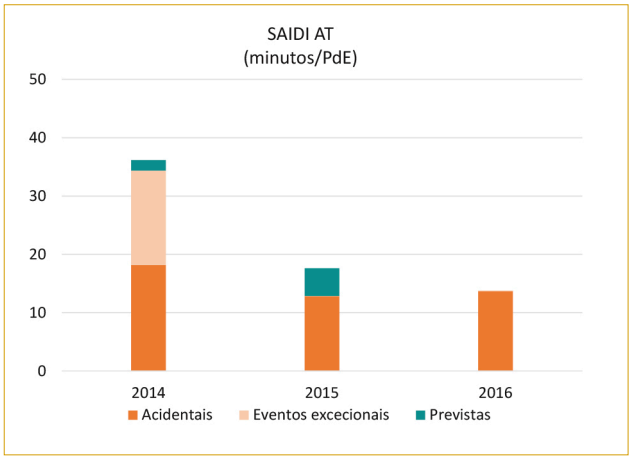
- Indicadores gerais de continuidade de serviço com impacto nos produtores AT

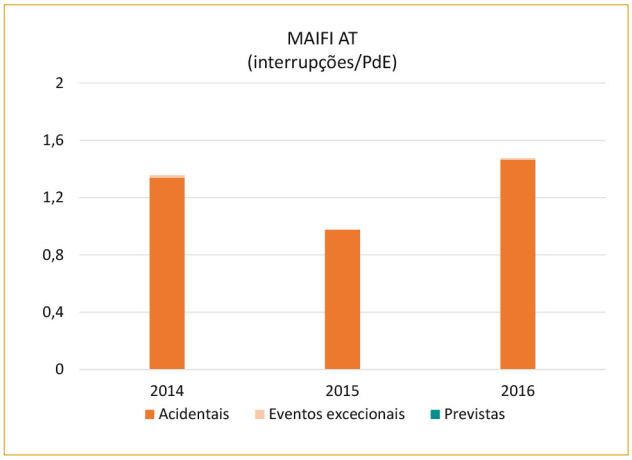




- Indicadores gerais de continuidade de serviço com impacto nos clientes AT



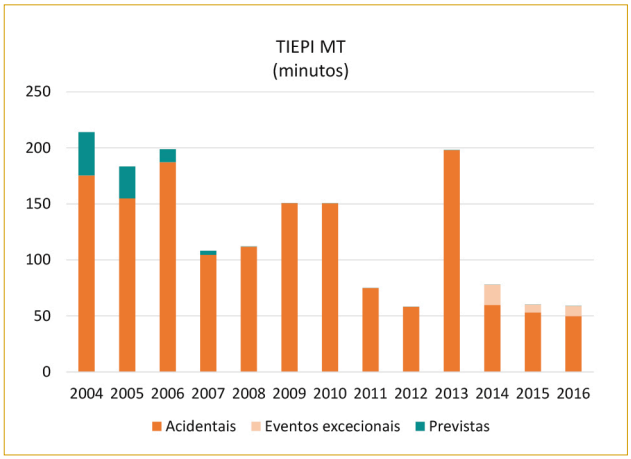


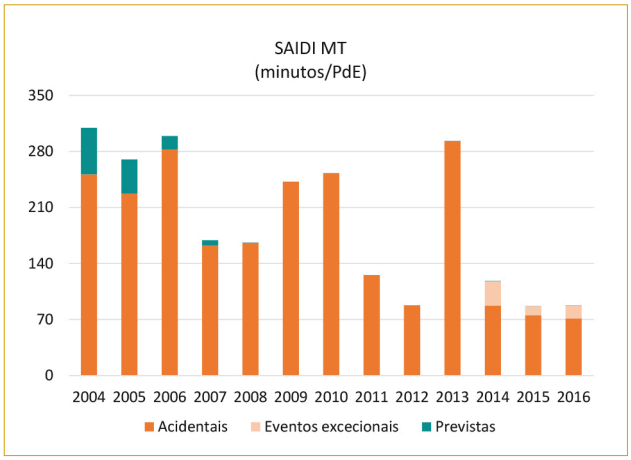


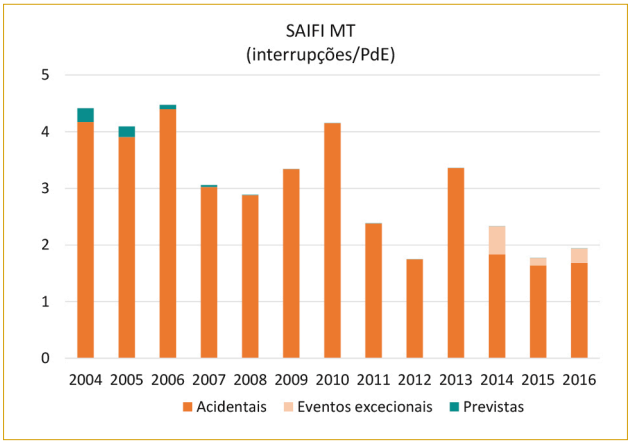
No que respeita à rede AT, tendo em conta o universo dos clientes AT e dos Produtores AT, verifica-se que valor global do indicador SAIDI apresenta um aumento significativo face aos anos anteriores (110,13 minutos no ano 2016). Refira-se que, em média, são as interrupções ocorridas nas instalações de produção AT (105 minutos) que mais contribuem para o aumento do valor global do indicador SAIDI AT.

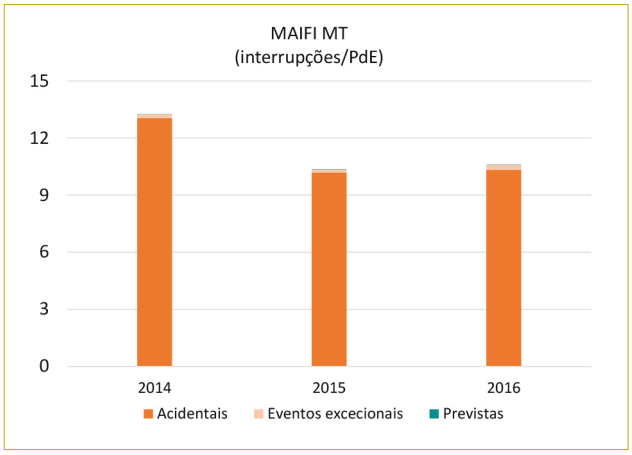
Apesar do valor do indicador SAIDI AT apresentar um aumento significativo face aos anos anteriores, não corresponde necessariamente a uma degradação da continuidade de serviço aos clientes alimentados por esta rede. Este facto resultou da indisponibilidade de linhas AT a partir das quais são ligadas instalações de produção, tendo contribuído em cerca de 105 minutos de interrupções para este indicador. De notar que a tipologia de rede para ligar produtores é por opção destes normalmente distinta da de clientes, utilizando-se na grande maioria das situações monoalimentações, pelo que não é expectável o mesmo nível de qualidade. Este tema foi analisado na recente revisão regulamentar.

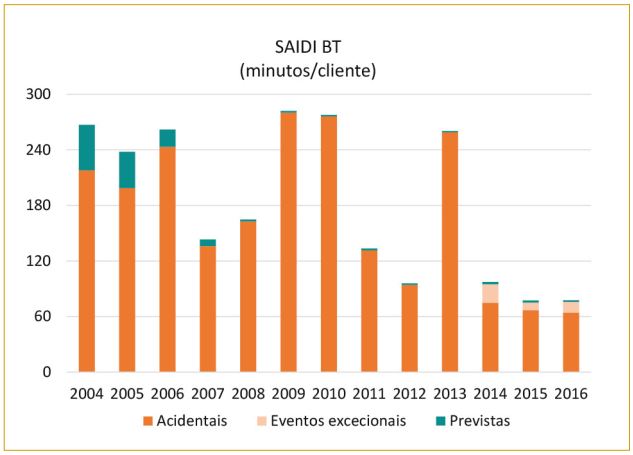
Apresenta-se nas figuras seguintes a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIFI e SAIDI para as redes MT e BT e TIEPI para as redes MT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais e eventos excecionais, a partir de 2014.

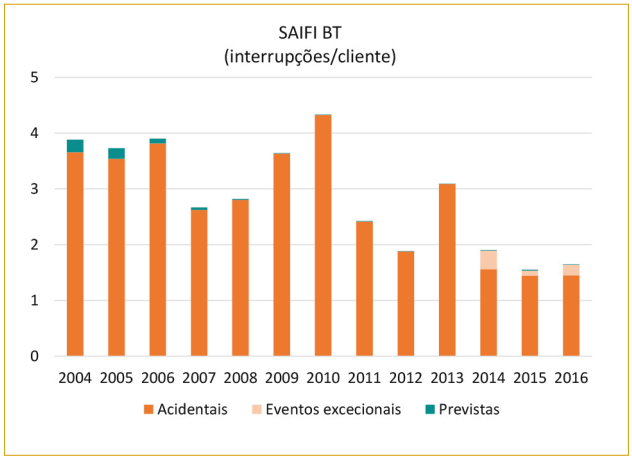






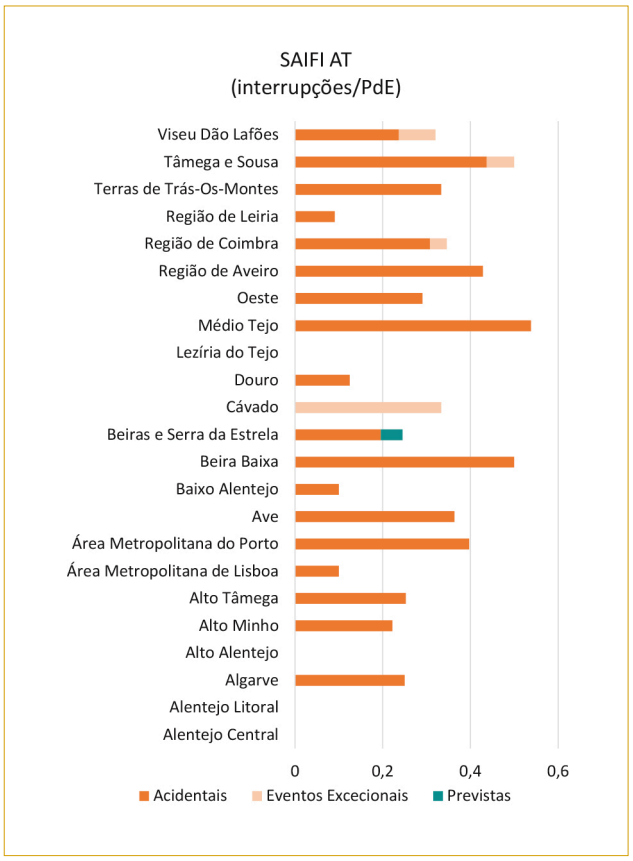


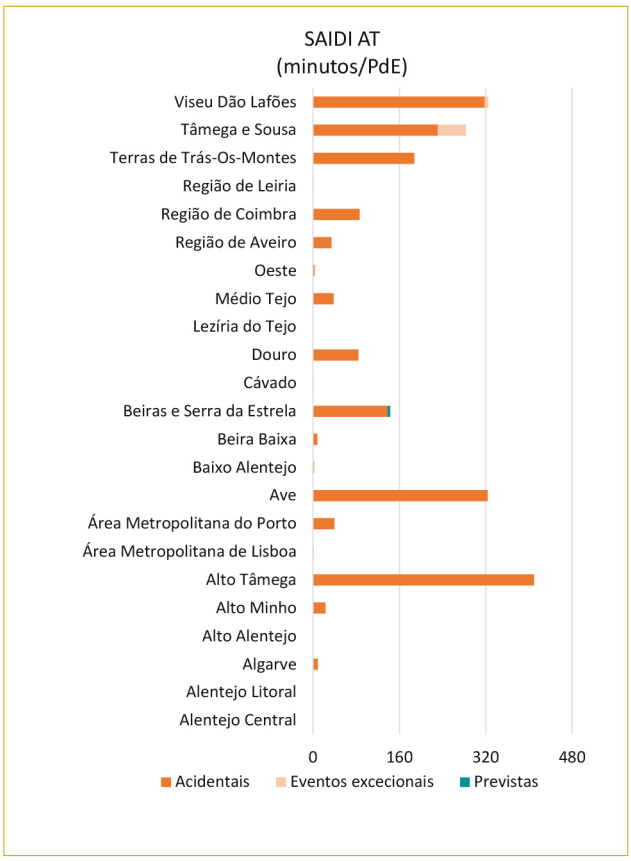


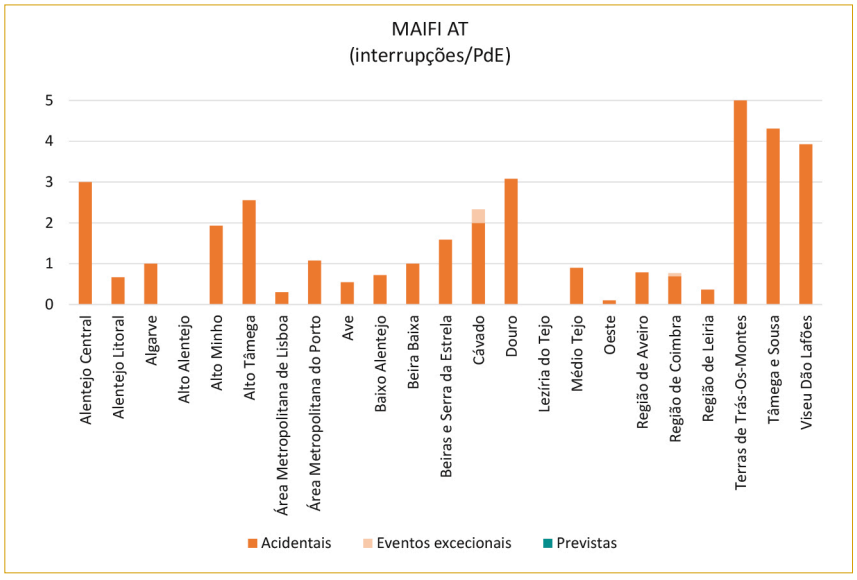


A continuidade de serviço verificada em 2016 registou valores semelhantes aos ocorridos em 2015, confirmando a melhoria que se tem vindo a verificar nos últimos anos.

Em seguida apresentam-se para as redes de AT os valores de SAIFI, SAIDI e MAIFI registados em 2016, por NUTS III.

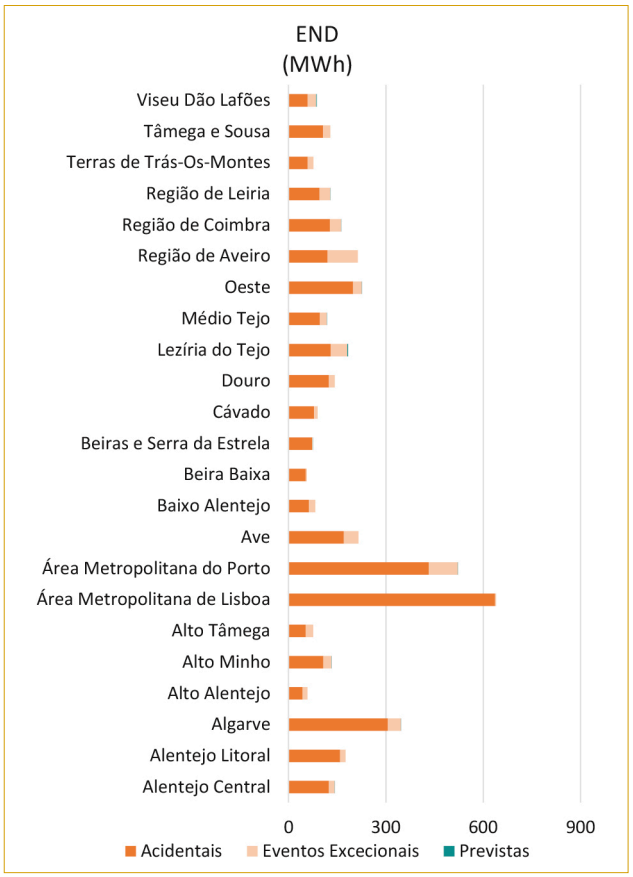


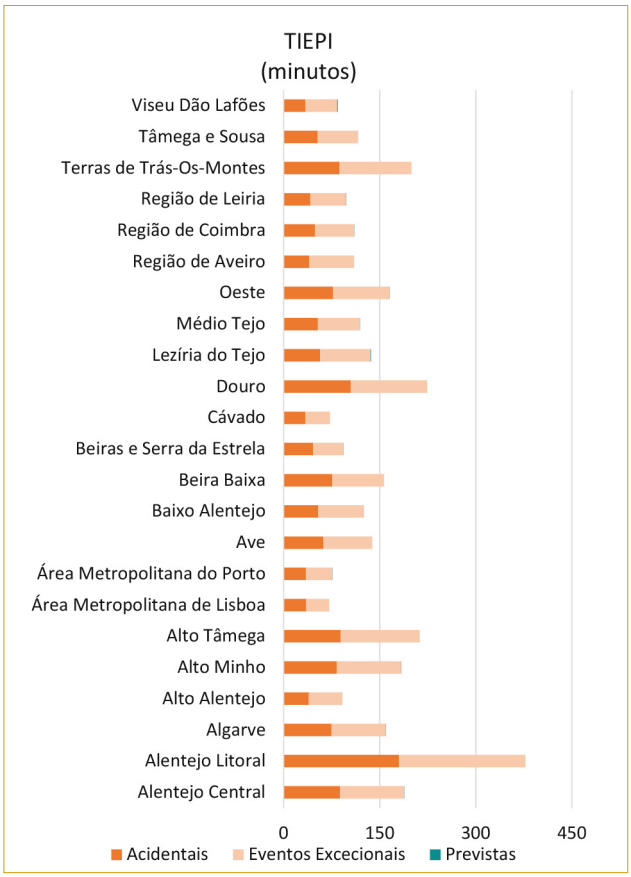


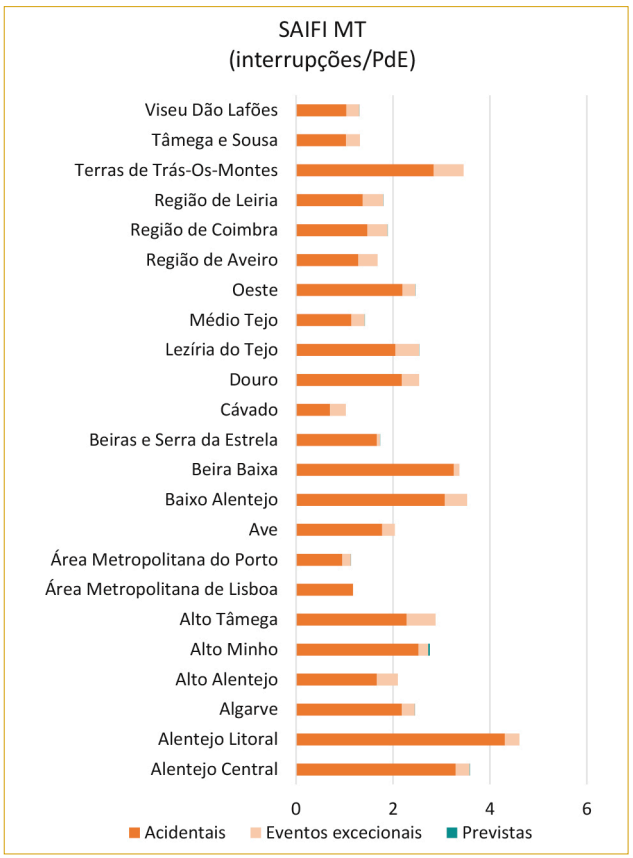


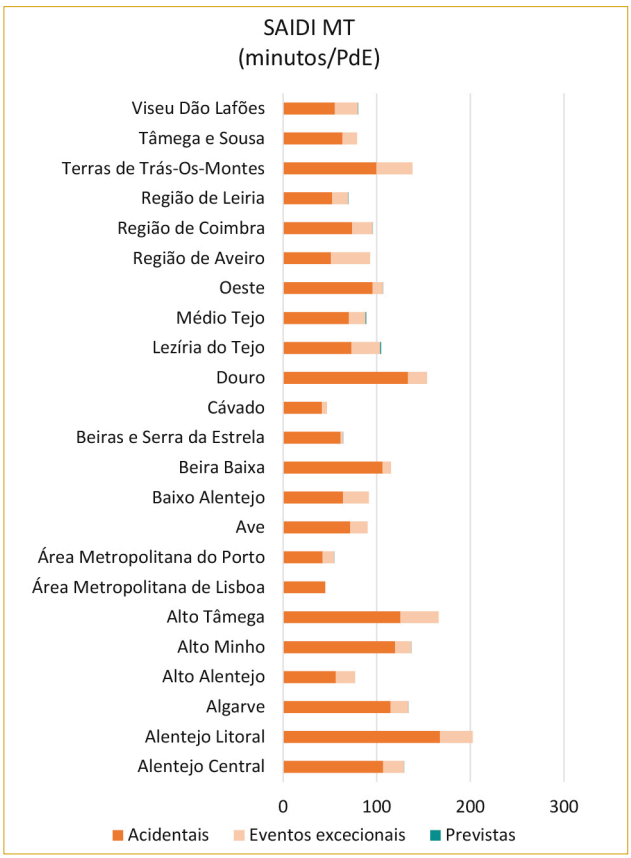
Destaca-se a NUTS III Beiras e Serra da Estrela, a única que registou interrupções previstas nas redes de AT devidas a razões de serviço.

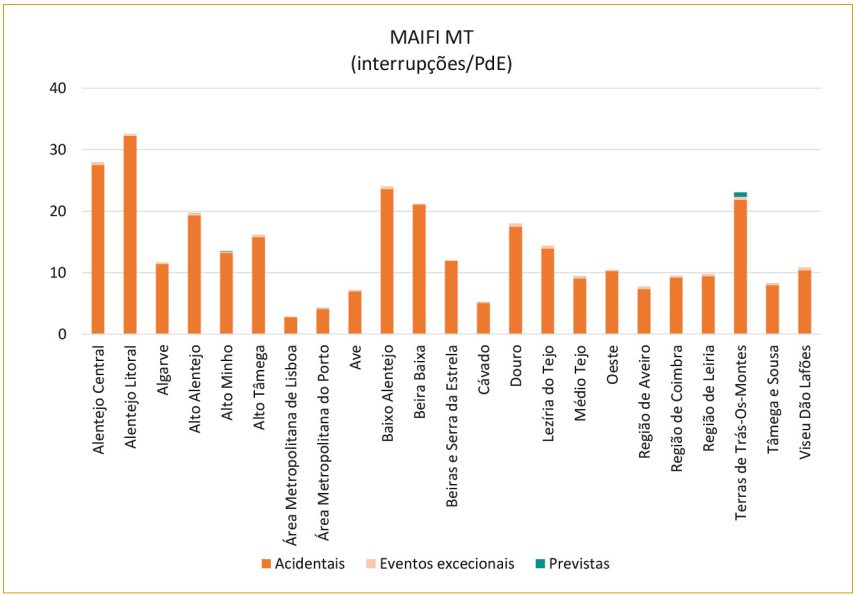
Em seguida apresentam-se para a rede MT os valores de END MT, TIEPI MT, SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT registados no ano de 2016, por NUTS III.


END
(MWh)
Viseu Dão Lafões
Tâmega e Sousa
Terras de Trás-Os-Montes
Região de Leiria
Região de Coimbra
Região de Aveiro
Oeste
Médio Tejo
Lezíria do Tejo
Douro
Cávado
Beiras e Serra da Estrela
Beira Baixa
Baixo Alentejo
Ave
Área Metropolitana do Porto
Área Metropolitana de Lisboa
Alto Tâmega
Alto Minho
Alto Alentejo
Algarve
Alentejo Litoral
Alentejo Central
0
300
600
900
Acidentais
Eventos Excecionais
Previstas

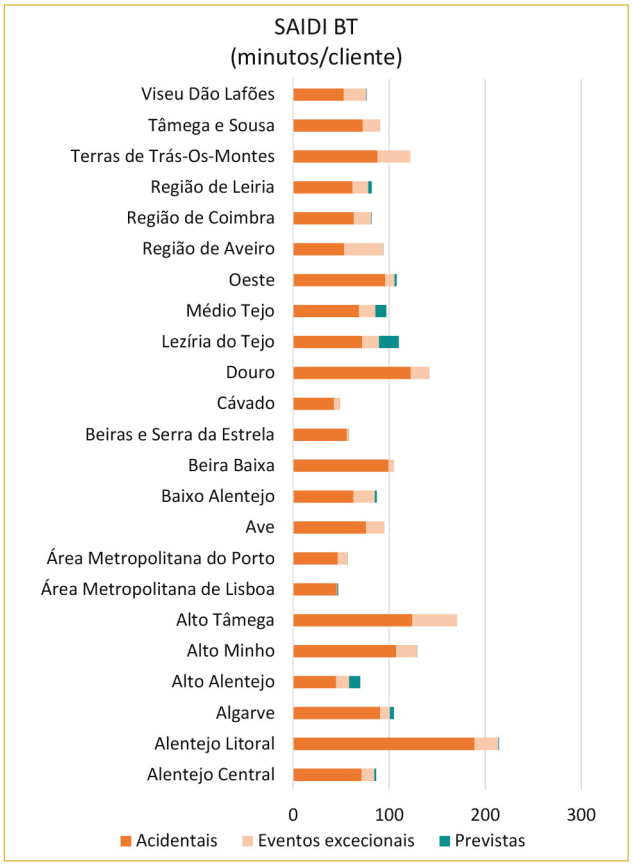

TIEPI
(minutos)
Viseu Dão Lafões
Tâmega e Sousa
Terras de Trás-Os-Montes
Região de Leiria
Região de Coimbra
Região de Aveiro
Oeste
Médio Tejo
Lezíria do Tejo
Douro
Cávado
Beiras e Serra da Estrela
Beira Baixa
Baixo Alentejo
Ave
Área Metropolitana do Porto
Área Metropolitana de Lisboa
Alto Tâmega
Alto Minho
Alto Alentejo
Algarve
Alentejo Litoral
Alentejo Central
0
150
300
450
Acidentais
Eventos Excecionais
Previstas

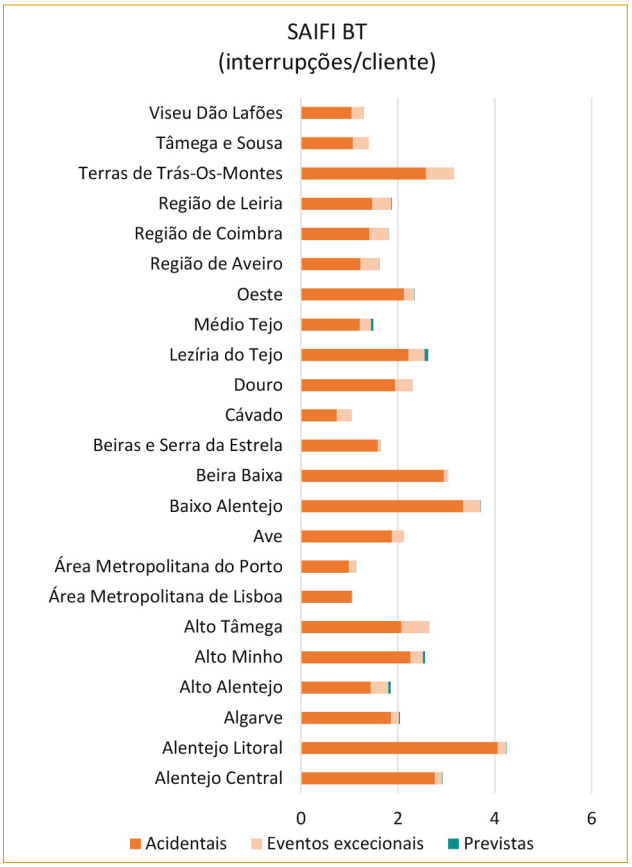

SAIFI MT
(interrupções/PdE)
Viseu Dão Lafões
Tâmega e Sousa
Terras de Trás-Os-Montes
Região de Leiria
Região de Coimbra
Região de Aveiro
Oeste
Médio Tejo
Lezíria do Tejo
Douro
Cávado
Beiras e Serra da Estrela
Beira Baixa
Baixo Alentejo
Ave
Área Metropolitana do Porto
Área Metropolitana de Lisboa
Alto Tâmega
Alto Minho
Alto Alentejo
Algarve
Alentejo Litoral
Alentejo Central
0
2
4
6
Acidentais
Eventos excecionais
Previstas


SAIDI MT
(minutos/PdE)
Viseu Dão Lafões
Tâmega e Sousa
Terras de Trás-Os-Montes
Região de Leiria
Região de Coimbra
Região de Aveiro
Oeste
Médio Tejo
Lezíria do Tejo
Douro
Cávado
Beiras e Serra da Estrela
Beira Baixa
Baixo Alentejo
Ave
Área Metropolitana do Porto
Área Metropolitana de Lisboa
Alto Tâmega
Alto Minho
Alto Alentejo
Algarve
Alentejo Litoral
Alentejo Central
0
100
200
300
Acidentais
Eventos excecionais
Previstas



Em 2016, a rede de 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 Área Metropolitana de Lisboa, Área Metropolitana do Porto e Cávado pelo bom desempenho verificado.





O desempenho das redes de BT, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, é apresentado de seguida através dos indicadores de SAIFI BT e SAIDI BT para as NUTS III. Destaca-se a NUTS III Alentejo Litoral, que registou o pior valor para os dois indicadores, considerando apenas as interrupções acidentais e excluindo os eventos excecionais

Eventos Excecionais

Em 2016, a ERSE aprovou a classificação de 293 ocorrências como eventos excecionais, 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 (93), abates de árvores (77) e escavações (25).

Das ocorrências que foram classificadas como eventos excecionais destacam-se dois eventos pela sua dimensão e significativo impacto nos indicadores de continuidade de serviço.

- Tempestade de 10 e 11 de janeiro de 2016

O evento excecional de grande impacto ocorrido nos dias 10 e 11 de janeiro de 2016 foi provocado por chuva persistente acompanhada de trovoada que, por sua vez, foram consequências de uma vasta depressão complexa centrada sobre as Ilhas Britânicas, tendo afetado as regiões Norte e Centro de Portugal continental. Esta tempestade concentrou-se em especial nos distritos de Aveiro, Braga, Bragança, Castelo Branco, Coimbra, Guarda, Porto, Vila Real e Viseu. Foram afetados um total de 278 610 clientes nos vários níveis de tensão.

- Tempestade de 14 e 15 de fevereiro de 2016

O evento excecional de grande impacto ocorrido nos dias 14 e 15 de fevereiro de 2016 foi provocado por ventos e chuva forte acompanhada de trovoada nas regiões Norte e Centro que, por sua vez, são consequências de um fluxo intenso e de uma massa de ar frio e instável que atravessou o território de Portugal continental, tendo afetado as regiões Norte e Centro de Portugal continental. Esta tempestade concentrou-se em especial nos distritos de Aveiro, Braga, Castelo Branco, Coimbra, Évora, Faro, Guarda, Leiria, Portalegre, Porto, Viana do Castelo, Vila Real e Viseu. Foram afetados um total de 359 416 clientes nos vários níveis de tensão.

Globalmente, os eventos excecionais afetaram 1 364 766 clientes e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro. Os dois eventos

descritos anteriormente foram individualizados, uma vez que representam aproximadamente 60% da contribuição da totalidade dos eventos excecionais.

Indicador geral	Evento 10 e 11 de janeiro		Evento 14 e 15 de fevereiro		Total dos eventos excecionais		Total Ano 2016
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	Impacto dos eventos	Contribuição para valor anual	
SAIFI AT (int./PdE)	0,00	1,38%	0,01	3,45%	0,03	10,34%	0,29
SAIDI AT (min/PdE)	0,01	0,01%	3,66	3,22%	3,88	3,41%	113,80
END (MWh)	159,05	3,90%	280,73	6,88%	662,65	16,25%	4078,26
TIEPI (min)	2,07	3,51%	3,81	6,45%	9,15	15,50%	59,05
SAIFI MT (int./PdE)	0,06	3,09%	0,11	5,67%	0,27	13,92%	1,94
SAIDI MT (min/PdE)	3,39	3,86%	6,48	7,38%	16,56	18,86%	87,81
SAIFI BT (int./cliente)	0,05	3,03%	0,07	4,24%	0,20	12,12%	1,65
SAIDI BT (min/cliente)	3,18	4,10%	4,33	5,58%	11,76	15,14%	77,65

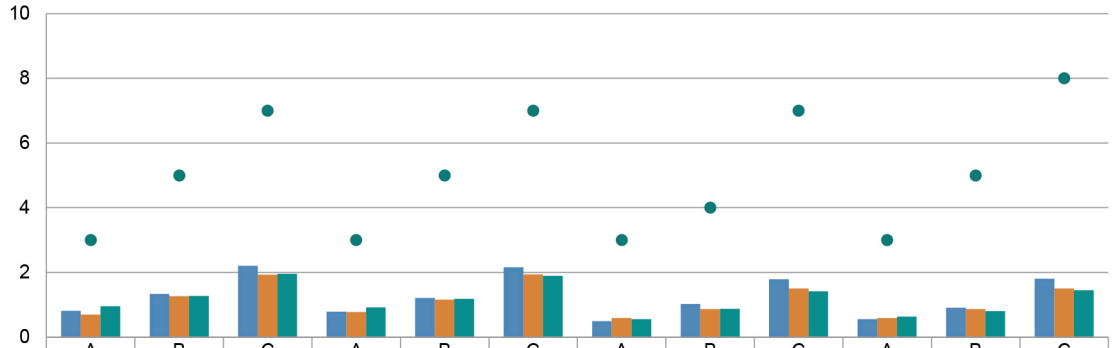
Verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço

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

Em seguida são apresentados os valores registados em 2015 e 2016 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 excecionais.

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



	SAIFI MT (interrupções/PdE)			SAIFI BT (interrupções/cliente)			SAIDI MT (horas/PdE)			SAIDI BT (horas/cliente)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
2014	0,8	1,3	2,2	0,8	1,2	2,2	0,5	1,0	1,8	0,6	0,9	1,8
2015	0,7	1,3	1,9	0,8	1,2	1,9	0,6	0,9	1,5	0,6	0,9	1,5
2016	1,0	1,3	2,0	0,9	1,2	1,9	0,6	0,9	1,4	0,6	0,8	1,5
Padrão	3,0	5,0	7,0	3,0	5,0	7,0	3,0	4,0	7,0	3,0	5,0	8,0

Caracterização individual e pagamento de compensações

O quadro seguinte apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2016 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações são pagas aos clientes em 2017.

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.

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor para o fundo de investimentos (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	1	359,32	0,00
		Total	1	359,32	0,00
	MT	A	17	1.604,89	0,00
		B	1	47,91	0,00
		C	1	23,95	0,00
		Total	19	1.676,75	0,00
	BTE	A	13	431,21	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	13	431,21	0,00
	BTN	A	538	7.115,23	584,53
		B	0	0,00	0,00
		C	3	13,18	0,00
		Total	541	7.128,41	584,53
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	19	13.428,59	33,84
		Total	19	13.428,59	33,84
	MT	A	81	25.002,99	801,18
		B	60	19.907,33	2.918,45
		C	60	11.838,17	185,29
		Total	201	56.748,49	3.904,92
	BTE	A	153	10.482,84	1.879,05
		B	64	5.514,98	295,62
		C	9	1.118,68	442,95
		Total	226	17.116,50	2.617,62
	BTN	A	15.713	70.433,51	8.123,31
		B	9.325	69.999,17	7.229,83
		C	6.465	84.483,87	5.469,00
		Total	31.503	224.916,55	20.822,14
Total			**32.523**	**321.805,82**	**27.963,05**

No ano de 2016, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço apresentou um aumento de 48% face ao ano anterior, ficando a dever-se fundamentalmente a dois grandes incidentes: um incidente de grande impacto que ocorreu na subestação de Monte Feio situada em Sines; e um incidente que ocorreu na ilha de Faro. Estes grandes incidentes potenciaram a concentração das durações e interrupções num universo restrito de clientes que ultrapassaram assim os respetivos padrões.

No que diz respeito ao valor das compensações pagas aos clientes, o montante total foi também 39% 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 67% relativamente a 2015.

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

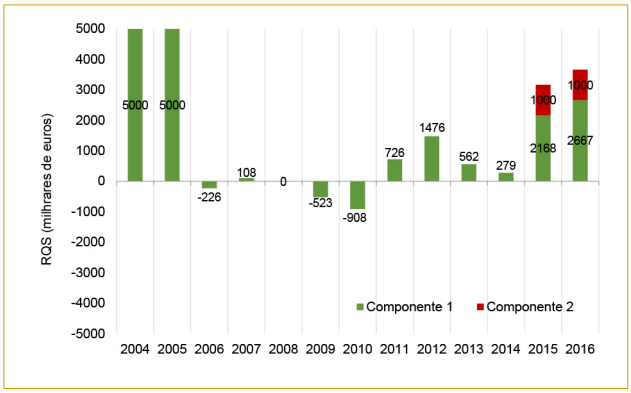
O RQS prevê um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que define penalidades e aumentos de proveitos permitidos ao operador da RND. Este incentivo tem um duplo objetivo.

O primeiro objetivo encontra-se associado à promoção da melhoria da continuidade global de fornecimento de energia elétrica na RND, sendo prosseguido através da Componente 1 deste mecanismo. Esta componente do mecanismo de incentivo encontra-se estabelecida desde 2001 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 2016, o valor de energia não distribuída foi 3711,80 MWh, tendo este valor sido inferior ao valor obtido no ano anterior (3864,10 MWh). Em resultado do valor verificado no ano 2016, o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço conduzirá a um aumento em 2,6 milhões de euros nos proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em MT e AT, a repercutir em 2018.

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 segunda vez em 2017, com base na média do SAIDI MT dos 5% piores postos de transformação (PTC e PTD) referente aos anos de 2014, 2015 e 2016. O valor do indicador SAIDI MT dos 5% piores PTD e PTC foi 510,82 minutos, tendo este valor sido inferior ao valor obtido no ano anterior (570,72 minutos). Verifica-se que a EDP Distribuição receberá um prémio no valor de 1 milhões 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 2016, verificou-se que o desempenho da rede de distribuição operada pela EDP Distribuição se manteve, em termos de continuidade de serviço percecionada pelos clientes, em comparação com o ano de 2015.

Os valores registados para os indicadores gerais em 2016 são da ordem de grandeza dos valores registados em 2015, ou seja, dos mais baixos desde 2004.

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 2016, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 48% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 39% comparativamente com o valor pago em 2015. 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 2,6 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.

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 mínima anual. As ações de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

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

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

O regulamento impõe ainda que os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente

para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet.
Os resultados de monitorização realizados pela EDP Distribuição podem ser consultados através da hiperligação:
http://www.edpdistribuicao.pt/pt/qualidade/natureza_tecnica/Pages/QualidadedeEnergiaElétrica.aspx

CARACTERIZAÇÃO

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da EDP Distribuição para 2016 e 2017, aprovado pela ERSE, prevê a monitorização de 84 subestações AT/MT em 2016, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano prevê a abrangência de 336 PTD através de campanhas periódicas trimestrais. Os PTD selecionados estão distribuídos por 218 concelhos, dos quais, 116 concelhos apresentam um PTD abrangido, 87 concelhos apresentam dois PTD abrangidos, 14 concelhos apresentam três PTD e um concelho apresenta quatro PTD abrangidos pelo Plano.

Em 2016, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a EDP Distribuição monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (60 barramentos) através de campanhas periódicas de duração anual;
- 54 subestações AT/MT (80 barramentos) de forma permanente.
- 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

Fenómenos Contínuos

Em relação às ações de monitorização nos 140 barramentos MT das 84 subestações de AT/MT monitorizadas registaram-se situações de não conformidade na distorção harmónica afetando dois barramentos: subestação de Lourinhã, na 6.ª harmónica (2 semanas não conformes em 52 analisadas), levando a maior vigilância por parte da EDP Distribuição; subestação de Rio Meão na 5.ª harmónica (1 semana não conforme em 50 analisadas), tendo ocorrido devido à amplificação da 5.ª harmónica por efeito de ressonância, tendo sido adequado o regime de funcionamento das baterias de condensadores na respetiva subestação, de modo a evitar novas situações de não conformidade.

No que respeita às monitorizações em PTD, nos 168 PTD, dos 119 concelhos cobertos por essas ações de monitorização, foram registadas não conformidades, devido a

incumprimentos dos valores estabelecidos regulamentarmente para as características da onda de tensão. Em 9 desses PTD as não conformidades estão associadas ao valor eficaz de tensão. De acordo com informação da EDP Distribuição, todas as situações detetadas foram objeto de estudo e desencadearam as medidas corretivas adequadas. Por seu lado, a tremulação originou não conformidades em 14 PTD que, na generalidade dos casos, correspondem a situações pontuais associadas a ligeiras variações de tensão, dentro dos limites regulamentares, cujo valor da tensão residual não é suficientemente baixo para que seja registada cava de tensão. A distorção harmónica originou não conformidades em 2 PTD, levando a maior vigilância por parte da EDP Distribuição. 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 analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 140 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 84 subestações AT/MT, no ano 2016, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 140 barramentos MT, 17 barramentos são de 10 kV, 78 barramentos são de 15 kV e 45 barramentos são de 30 kV. A quantificação e a caracterização da severidade das cavas de tensão foram efetuadas através dos métodos de agregação de medidas e eventos previstos no RQS.

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados o número médio anual de cavas de tensão foi de 99 por barramento. Do número total de cavas registadas, 83% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado

Tensão residual (% de U_c)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0{,}01 < t \leq 0{,}20$	$0{,}20 < t \leq 0{,}50$	$0{,}50 < t \leq 1{,}00$	$1{,}00 < t \leq 5{,}00$	$5{,}00 < t \leq 60{,}00$
90 > u ≥ 80	30	64,33	4,76	6,40	0,36	0
	15	45,58	3,21	3,32	0,53	0,03
	10	27,53	0,24	0,06	0	0
80 > u ≥ 70	30	20,02	2,24	2,56	0,11	0
	15	13,72	1,04	1,28	0,14	0
	10	12,76	0,35	0,06	0	0
70 > u ≥ 40	30	17,49	4,96	3,07	0,42	0
	15	11,24	2,05	1,08	0,13	0
	10	16,65	1,06	0,18	0	0
40 > u ≥ 5	30	6,18	3,24	1,13	0,13	0
	15	1,71	0,82	0,21	0,04	0
	10	0,18	0,18	0	0	0
5 > u	30	0	0	0	0	0
	15	0,01	0,01	0	0	0
	10	0	0	0	0	0

Uc – Tensão declarada

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

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)	Nível tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < *t* ≤ 0,50	0,50 < *t* ≤ 5,00	5,00 < *t* ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0,07	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,27	0	0
	15	0,24	0	0
	10	0	0	0

Uc – Tensão declarada

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

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

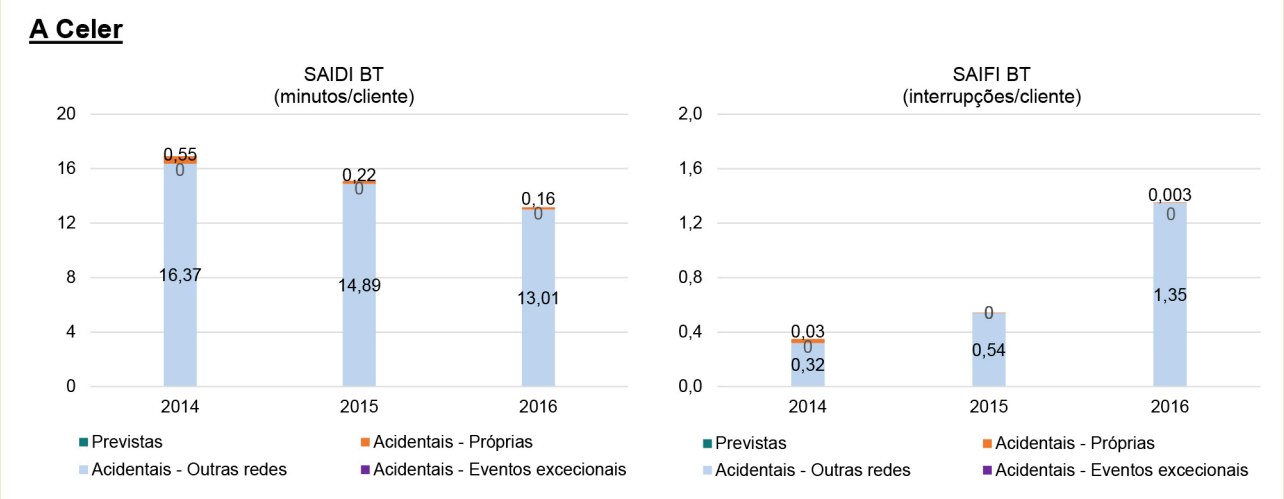
Em Portugal continental existem dez operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT.

Em 2016, disponibilizaram informação sobre qualidade de serviço técnica à ERSE com a periodicidade estabelecida regulamentarmente todos os operadores de rede exclusivamente em BT: 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 A Eléctrica de Moreira de Cónegos, 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).

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

CARACTERIZAÇÃO

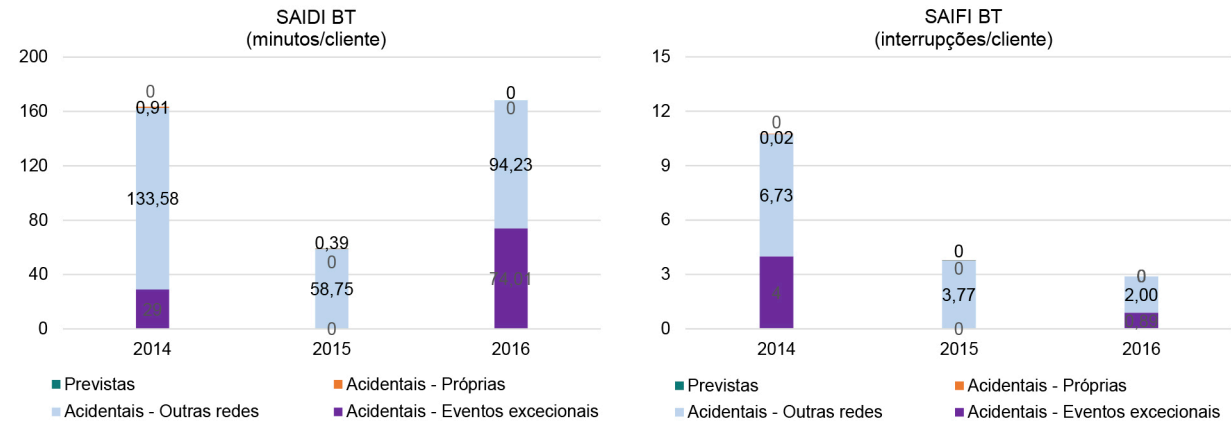
O RQS estabelece a obrigação de os operadores das redes reportarem todas as interrupções que afetem os seus PdE, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalações de cliente, não interrompam outros clientes.



De acordo com a informação prestada, realça-se o facto da rede da A Celer em 2016 ter sido essencialmente afetada por interrupções com origem noutras redes. As outras redes contribuíram com 99% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente 13,17 minutos/cliente e 1,35 interrupções/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.

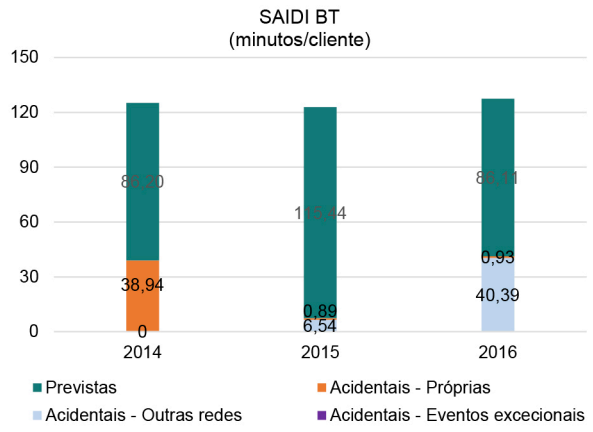
Casa do Povo de Valongo do Vouga

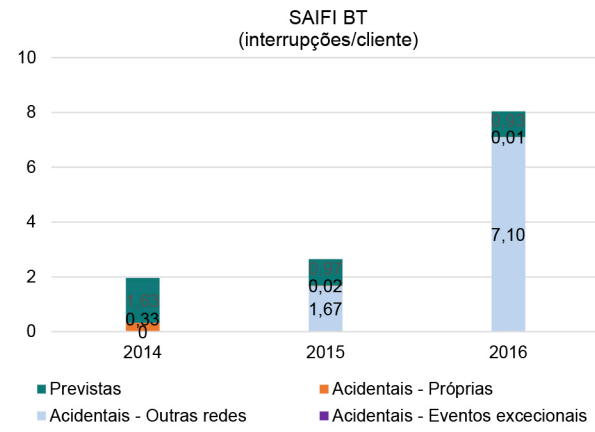


Em 2016, a C.P de Valongo do Vouga, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 168,24 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 2,89 interrupções/cliente. A rede a montante da C.P de Valongo do Vouga contribuiu para a totalidade dos valores de SAIDI BT e SAIFI BT.

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

Cooperativa Eléctrica de Loureiro



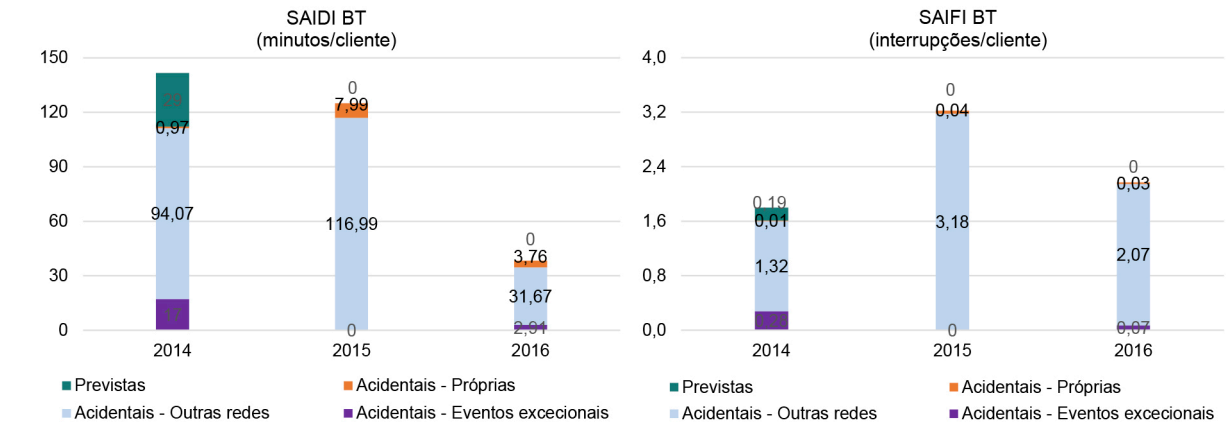


A C.E. de Loureiro em 2016 foi afetada não só por interrupções previstas, mas também por interrupções devidas a causas próprias e com origem em outras redes, e os valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT foram respetivamente 127,43 minutos/cliente e 8,04 interrupções/cliente.

Relativamente às interrupções previstas, que representaram 68% e 12% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente, a C.E. de Loureiro esclareceu que estas interrupções se deveram a trabalhos de manutenção programada realizados nos postos de transformação da respetiva rede. A maioria destas interrupções ocorreu no 4º trimestre do ano de 2016.

De acordo com a informação enviada pela C.E. de Loureiro à ERSE, relativa ao ano de 2016, a totalidade dos clientes tem classificação de zona C, tendo sido cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

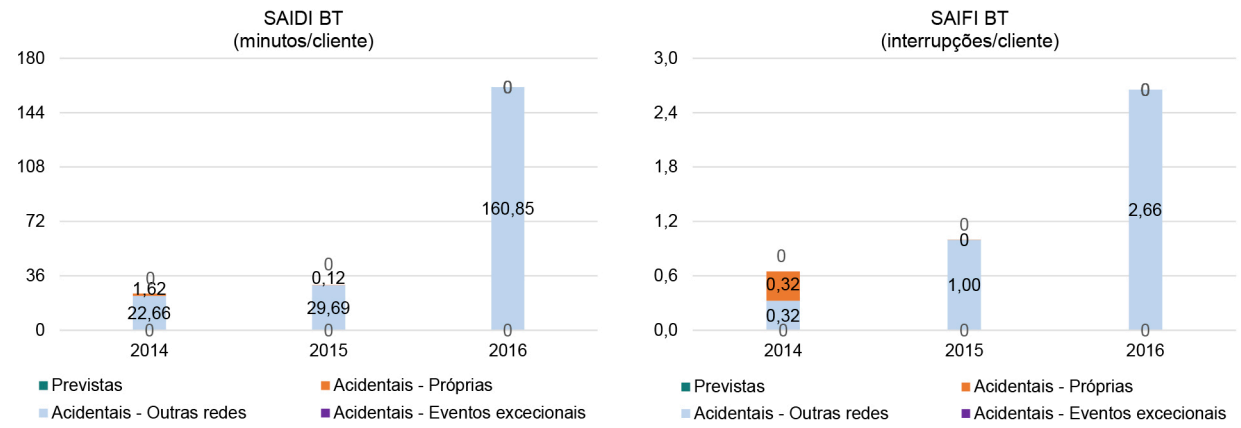
CEVE



Em 2016, a CEVE não foi afetada por interrupções previstas. As interrupções com origem noutras redes contribuíram com 83% e 95% dos valores totais dos indicadores SAIDI BT e SAIFI BT respetivamente 38,34 minutos/cliente e 2,17 interrupções/cliente.

A CEVE informou ainda que em 2016 foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de zona C.

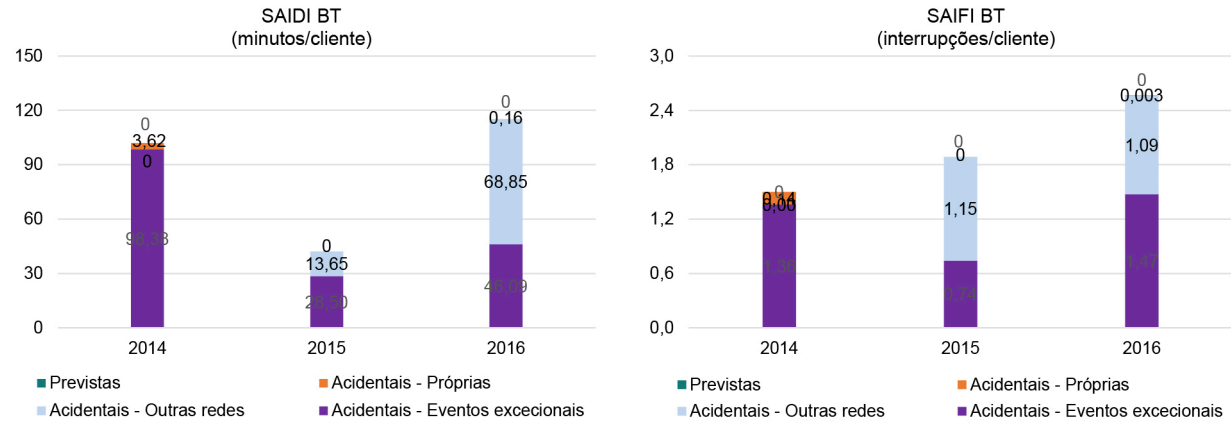
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho



Em 2016, a C.E. de Vilarinho, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 160,85 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 2,66 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 2016, 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.

Cooproriz

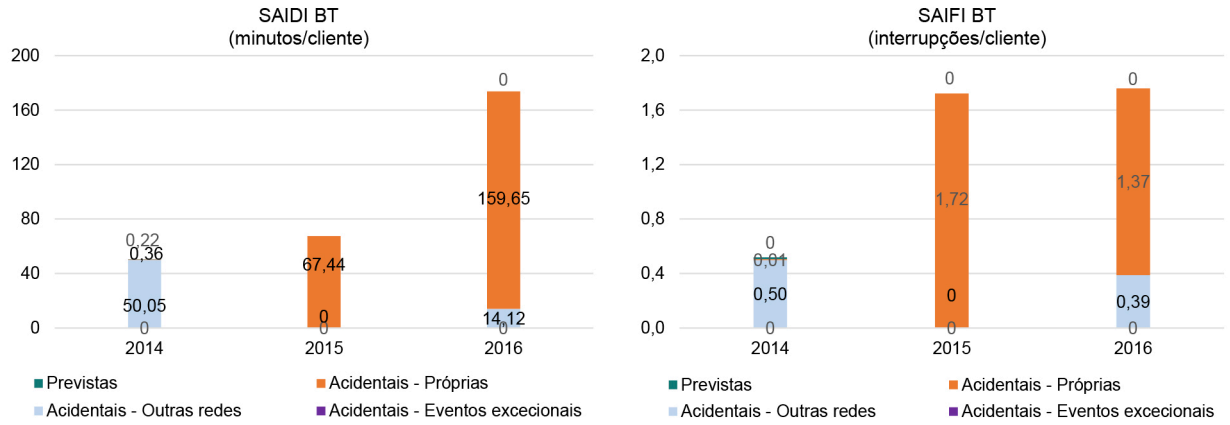


Em 2016, a Cooproriz registou um valor total de SAIDI BT 115,11 minutos/cliente e de SAFI BT de 2,57 interrupções/cliente, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

O evento excecional que afetou a rede da Cooproriz teve origem na rede da EDP Distribuição, estando a sua contribuição para os valores totais dos indicadores regista nos gráficos.

De acordo com a informação enviada pela Cooproriz, relativa ao ano de 2016, 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.

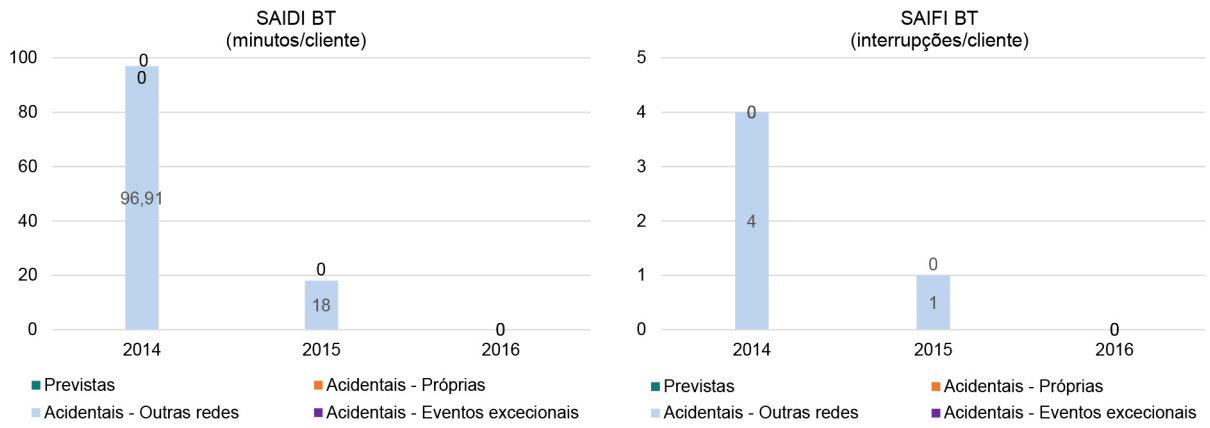
A Eléctrica de Moreira de Cónegos



Em 2016, a A Eléctrica de Moreira de Cónegos registou registou essencialmente interrupções com origem na sua própria rede.

De acordo com a informação enviada pela A Eléctrica de Moreira de Cónegos, relativa ao ano de 2016, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço.

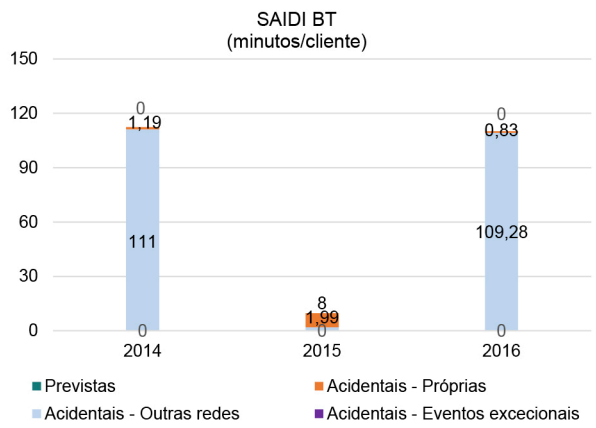
Junta de Freguesia de Cortes do Meio

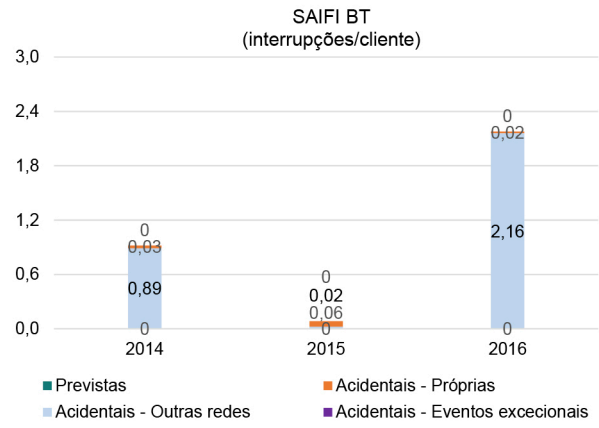


Em 2016, não foram registadas interrupções nas redes elétricas da J.F. de Cortes do Meio.

De acordo com a informação enviada pela J.F. de Cortes do Meio, relativa ao ano de 2016, 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

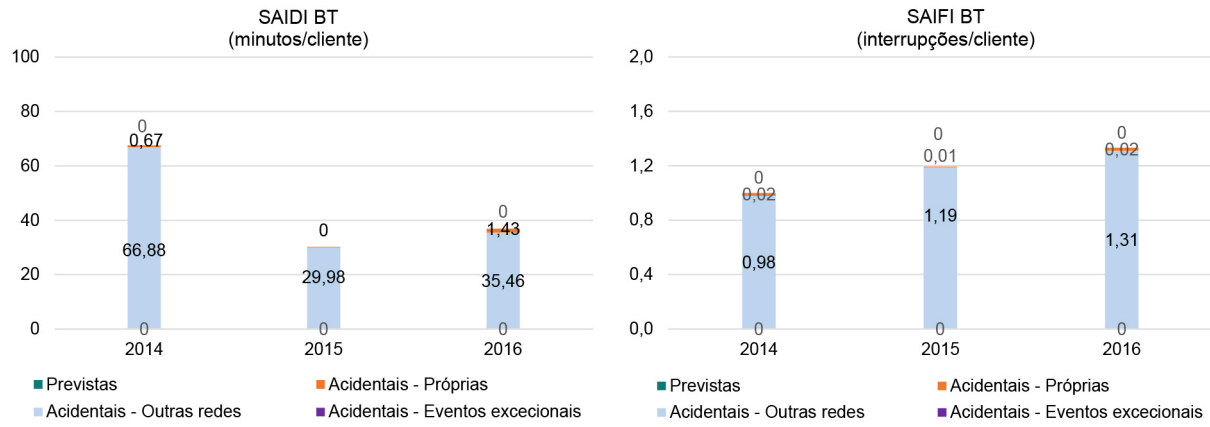




Em 2016, a A LORD registou um valor total de SAIDI BT 110,10 minutos/cliente e de SAFI BT de 2,18 interrupções/cliente, considerando todas interrupções sentidas pelos seus clientes.

De acordo com a informação enviada pela A LORD , relativa ao ano de 2016, verificou-se que foram cumpridos os padrões individuais de continuidade de serviço, sendo de esclarecer que a totalidade dos clientes tem classificação de zona B.

CESSN



Em 2016, a CESSN, considerando todas as interrupções, registou um valor de SAIDI BT de 36,89 minutos/cliente e um valor SAIFI BT de 1,33 interrupções/cliente.

De acordo com a informação enviada pela CESSN, relativa ao ano de 2016, 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 2016, pode concluir-se que estes operadores são afetados maioritariamente por ocorrências nas redes a montante das suas, com exceção da C.E. de Loureiro e da A Eléctrica de Moreira de Cónegos que registaram essencialmente interrupções com origem na sua própria rede.

Salienta-se ainda a evolução qualitativa verificada nos últimos anos, sobre o tratamento da informação sobre qualidade de serviço técnica submetida à ERSE pelos operadores de redes de distribuição exclusivamente em BT assim como o esforço no cumprimento do estabelecido regulamentarmente. No que diz respeito às metodologias de registo e cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, foi atingido pela terceira vez, pelos 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 sinusoide 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 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

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

A Celer

Em 2016, a A Celer realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

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

- Analisador de redes (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 2016, 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 2016, a C.E. de Loureiro realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em dois postos de transformação 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 2016 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CEVE

Em 2016, a CEVE realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em um posto de transformação, tendo uma duração mínima de 3 meses, e consideram a observação e registo dos seguintes parâmetros:

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

De acordo com a informação da CEVE, na ação de monitorização efetuada em 2016 foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente para o parâmetro valor eficaz da tensão (2 semanas não conformes).

Em face das inconformidades detedadas, a CEVE referiu no seu relatório de qualidade de serviço ter reajustado a posição da tomada do transformador, de forma a enquadrar todos os valores de tensão dentro do padrão da norma.

A LORD

Em 2016, a A LORD realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

As ações de monitorização foram realizadas em três postos de transformação com recurso a analisador de redes, tipo QNA-412, com transmissão remota dos parâmetros monitorizados instalado nos postos de transformação. O analisador permitiu monitorizar, pelo período mínimo de 3 meses os principais parâmetros de avaliação de qualidade da energia elétrica.

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

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

De acordo com a informação da A LORD, nas ações de monitorização efetuadas em 2016 não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CESSN

Em 2016, a CESSN realizou ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na rede BT por si operada.

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

- Analisador de redes (tipo QNA–412), com transmissão remota dos elementos registados em 2 dos seus postos de transformação, pelo período mínimo de 3 meses;
- Supervisores de baixa tensão (SBT) instalados nos seus 31 postos de transformação;
- Contadores inteligentes instalados em todos os consumidores ligados à rede de baixa tensão explorada pela CESSN.

Este sistema de monitorização permitiu monitorizar os principais parâmetros de avaliação da qualidade da energia elétrica.

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

- Amplitude da tensão;
- Valor eficaz da tensão e corrente;
- Tremulação (flicker) da tensão;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica da tensão.

De acordo com a informação da CESSN, nas ações de monitorização efetuadas em 2016, quer através do analisador de redes instalado nos seus 2 postos de transformação, quer através dos SBT instalados nos 31 postos de transformação ou ainda através dos contadores inteligentes instalados em todos os seus consumidores, não foram identificadas inconformidades com os limites estabelecidos regulamentarmente.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No ano de 2016, 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 2017.

3.9 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | CONTINUIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

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), inclui também ao avaliação do número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

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

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação) como é o caso das ilhas da Região Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percecionada pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

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

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

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 2016 e os incidentes classificados pela ERSE como Eventos Excecionais. Finalmente, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações monetárias que lhes estão associados.

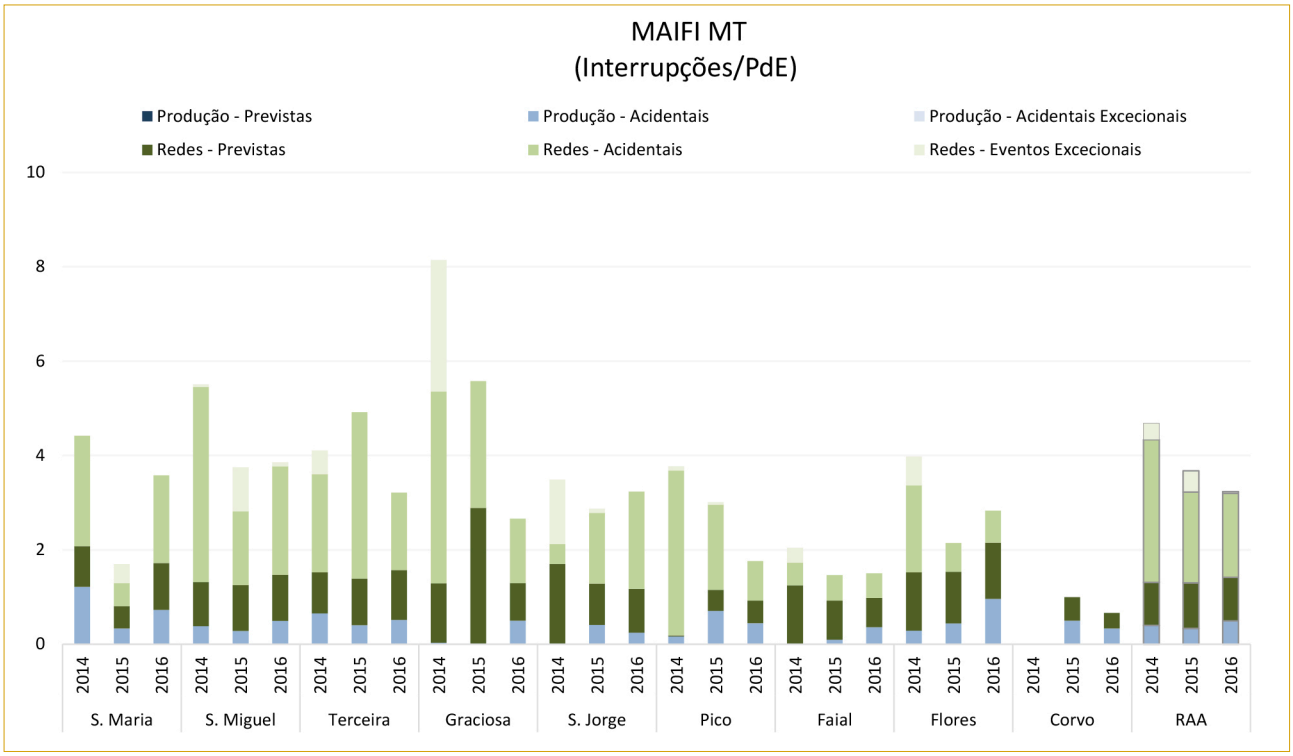
Continuidade de serviço na perspetiva geral

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.

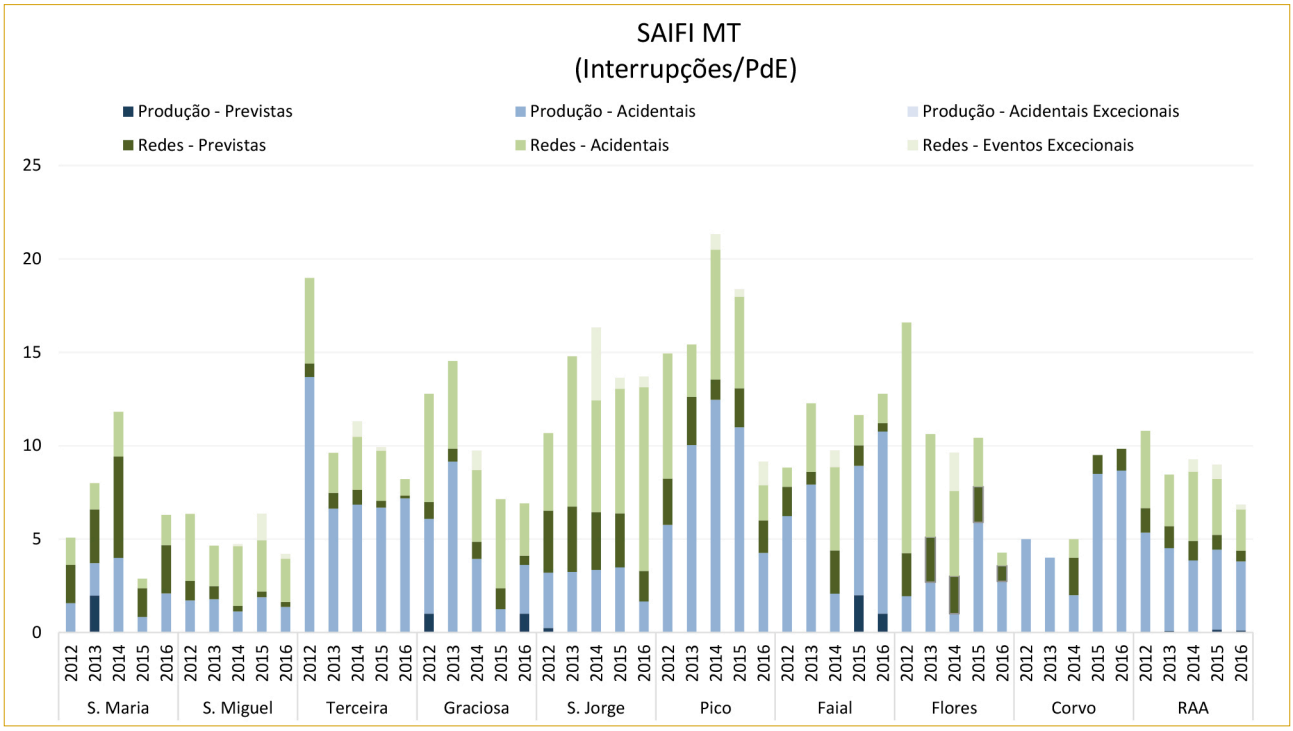
Indicador RAA	Previstas	Acidentais	
		Não Excecionais	Excecionais
END (MWh)	82,48	132,19	9,38
TIEPI (min)	55,54	89,02	6,32
SAIFI MT (int./PdE)	0,69	5,90	0,25
SAIDI MT (min/PdE)	77,28	120,68	9,38
MAIFI MT (int./PdE)	0,92	2,28	0,04
SAIFI BT (int./cliente)	0,74	6,67	0,30
SAIDI BT (min/cliente)	66,43	137,83	10,69

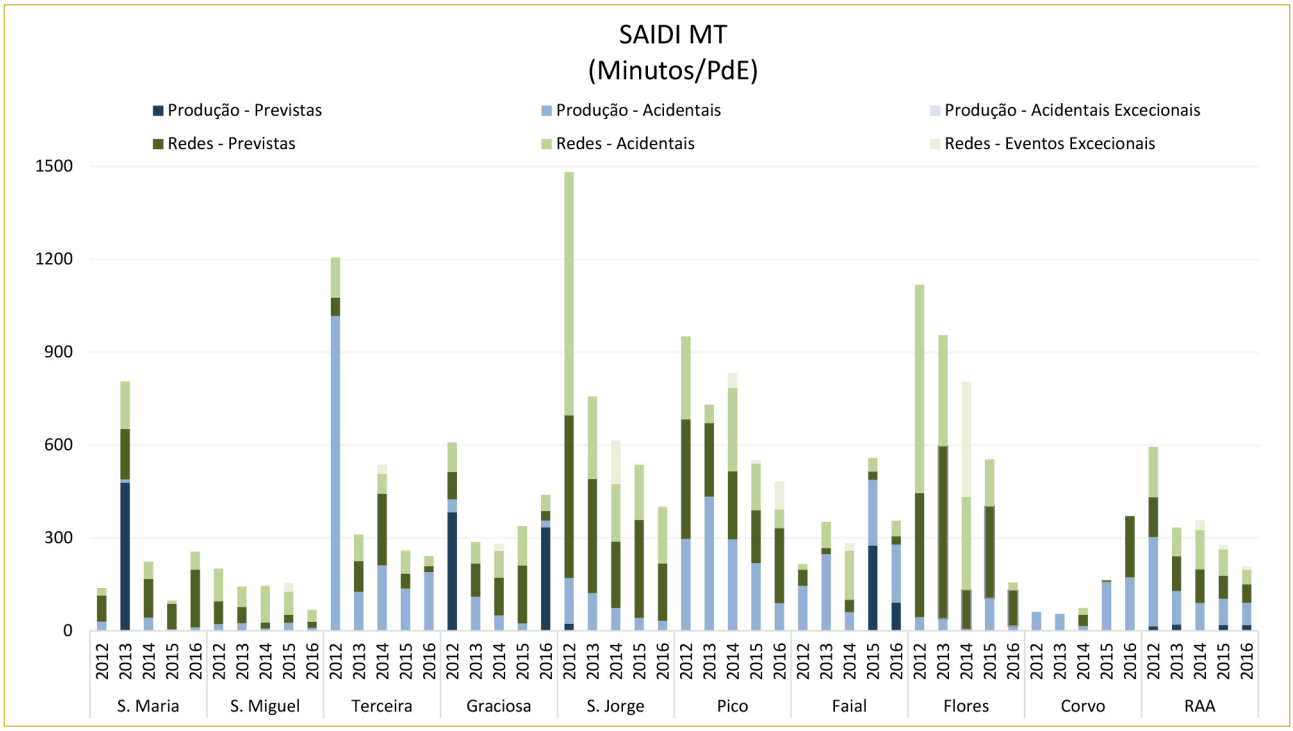
A análise dos principais indicadores de continuidade de serviço demonstra que, para os clientes da EDA, as interrupções previstas têm um considerável impacto. No caso da duração das interrupções, verifica-se que o indicador SAIDI das interrupções previstas corresponde, em média, a 52% do SAIDI das interrupções 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 2012-2016, e ainda o desempenho para o período 2014-2016 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 Excecional apenas passou a ser considerado a partir do ano de 2014.

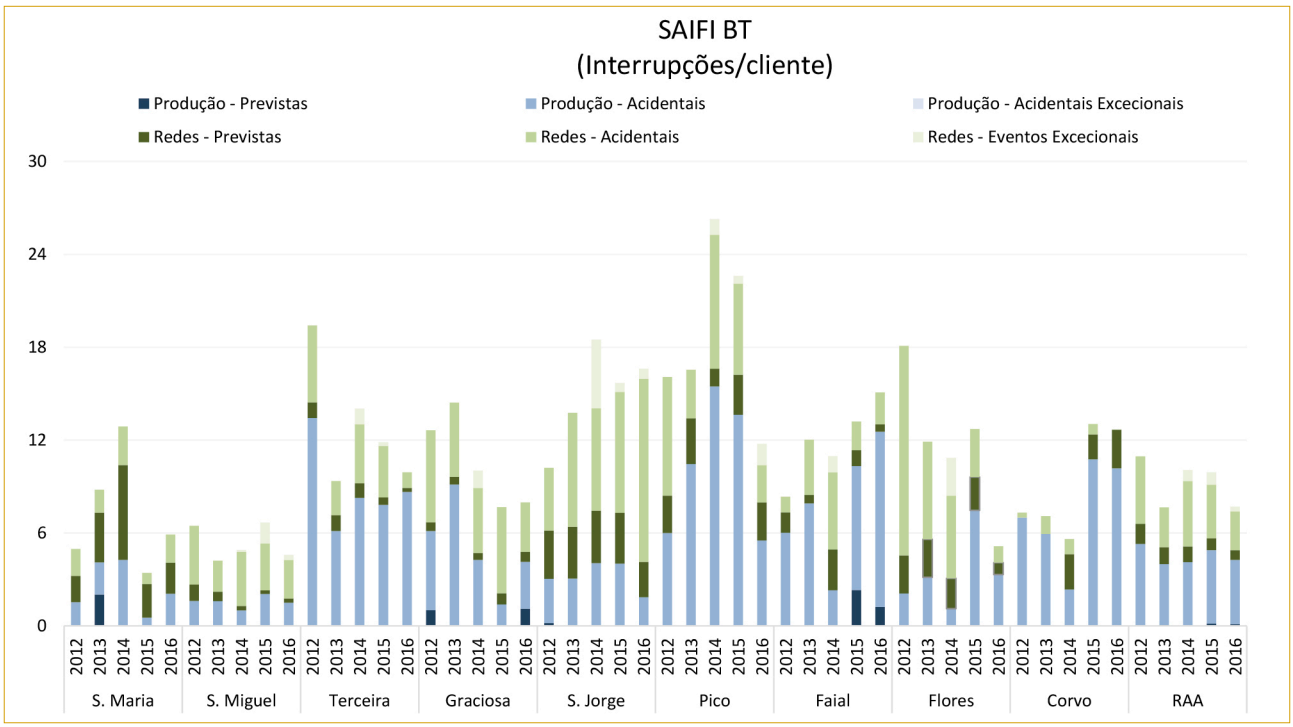


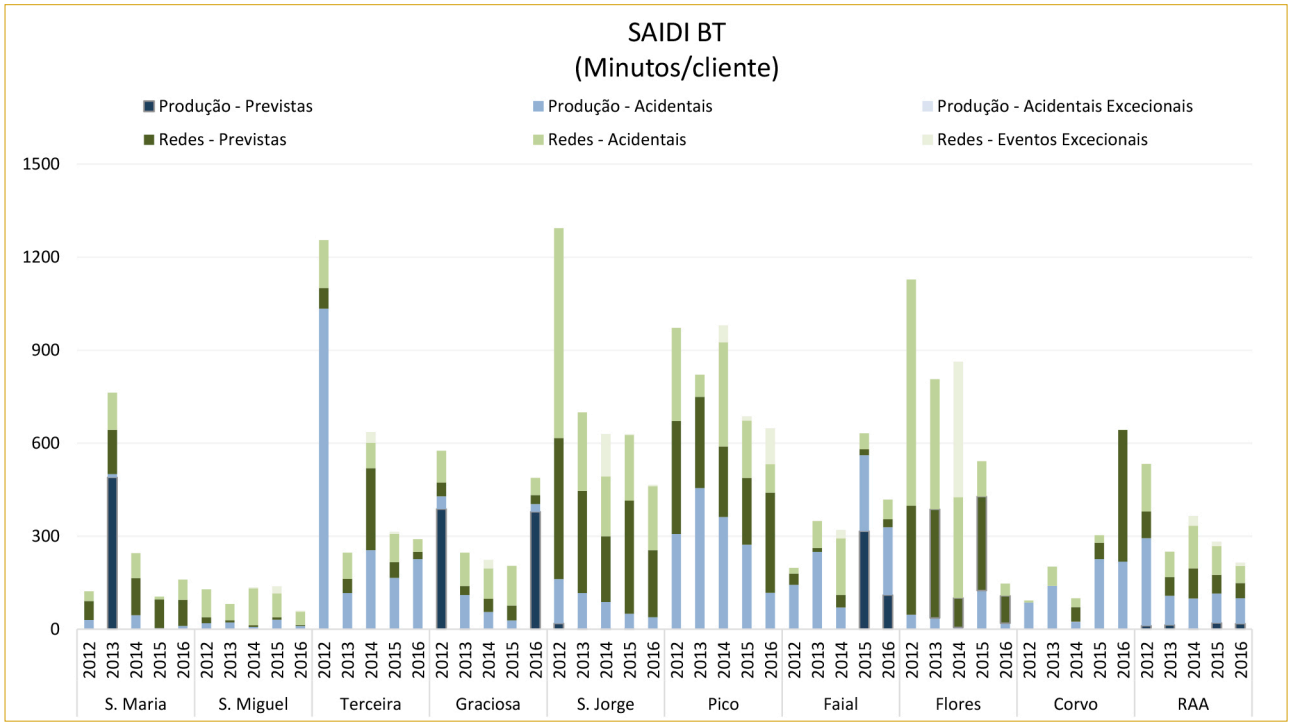
Em relação ao ano 2016, a análise do indicador MAIFI MT da RAA mostra que 65% do seu valor resulta de interrupções acidentais com origem nas redes e que o contributo da produção é de apenas 9%. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Santa Maria, S. Jorge e Flores, as restantes 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 2012-2016. Em 2016, registaram-se interrupções previstas com origem na produção nas ilhas Graciosa e Faial, contrariamente ao verificado no dois últimos anos, que com exceção da ilha do Faial, não ocorreram interrupções deste tipo.





Da análise individualizada do indicador SAIFI MT para cada uma das ilhas, destaca-se uma tendência de redução nas ilhas de S. Miguel, Terceira, Graciosa, Pico e Flores. Nas restantes ilhas o valor deste indicador cresce face ao ano 2015, 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, Faial e Flores, para as quais contribuiu, essencialmente, a redução do conjunto de interrupções previstas e acidentais com origem nas redes, face ao ano anterior.

Em 2016, o indicador SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT apresenta redução quando comparado com o ano anterior. Relativamente ao indicador SAIDI BT da RAA, verifica-se uma tendência clara de redução ao longo do período 2012-2016. Apesar da generalidade das origens das interrupções contribuir para esta redução, são as interrupções 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. Maria, Faial, S. Jorge, Graciosa e do Faial, 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. Miguel, Terceira, Flores, Corvo e do Pico.

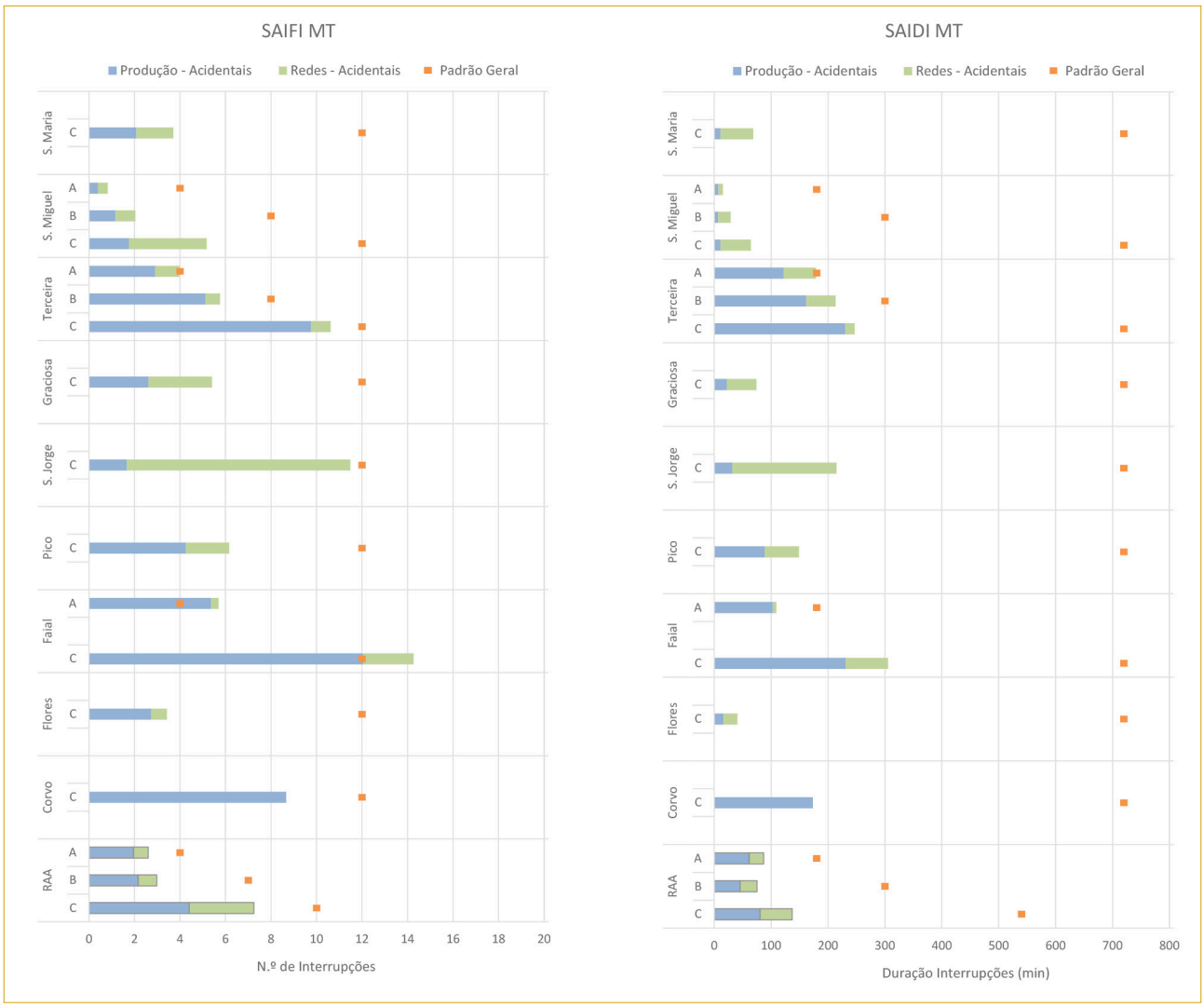
Relativamente ao indicador SAIDI BT para cada uma das ilhas, destaca-se a tendência de redução do indicador das ilhas S. Miguel, Terceira, S. Jorge, Pico, Faial e Flores, para o qual contribuiu a redução das interrupções com origem na produção.

Ainda em relação ao indicador SAIDI BT, em 2016, verifica-se que nas ilhas de S. Miguel, Pico e S. Jorge, os Eventos Excecionais com origem nas redes tiveram um contributo pouco significativo para o valor total do indicador.

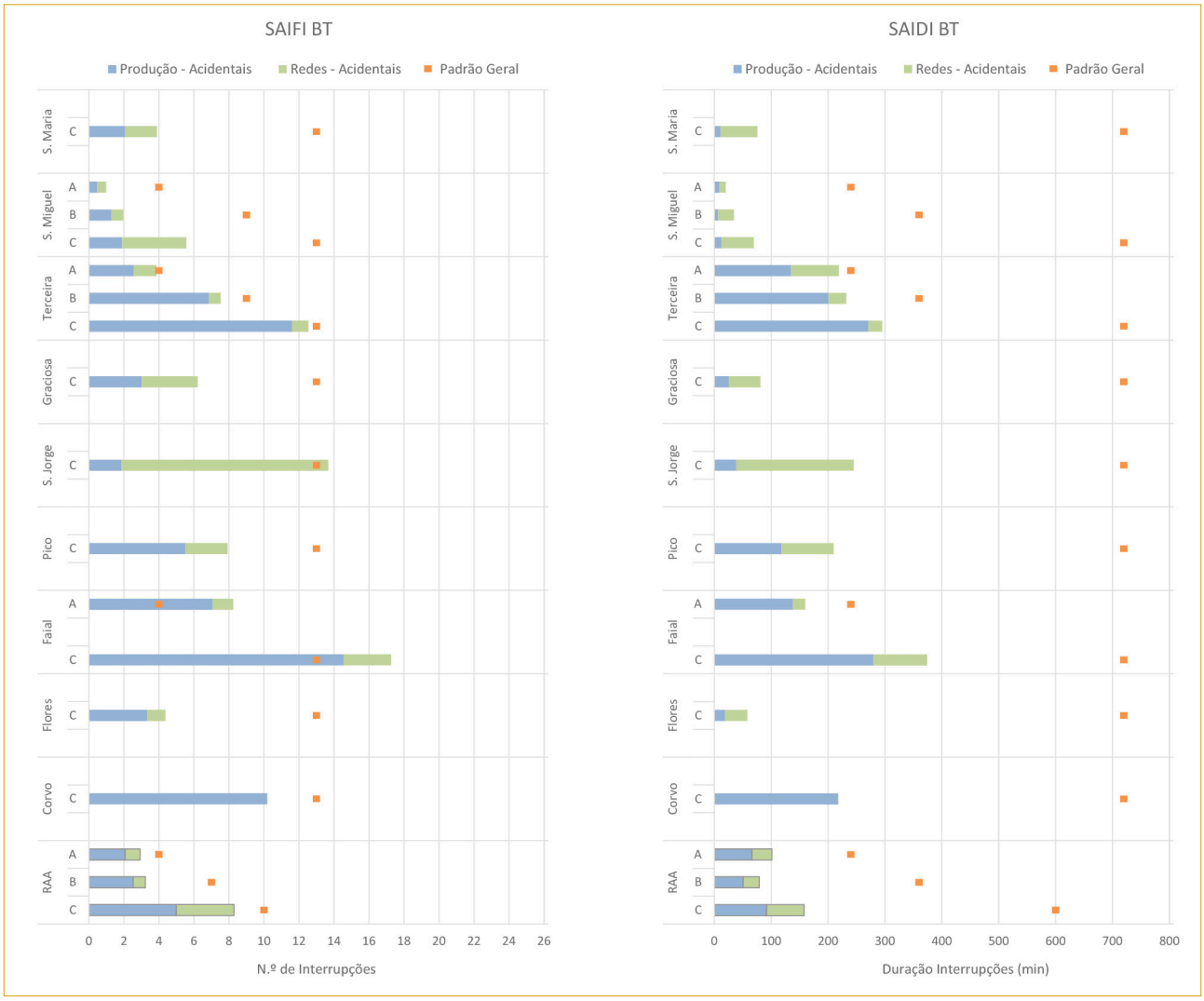
Verificação do cumprimento dos padrões gerais

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 as interrupções que tenham ocorrido durante eventos 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 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 nas zonas A e C da ilha do Faial. Em relação ao indicador SAIDI MT, não se verificaram situações de incumprimento em cada uma das ilhas da RAA.



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

A comparação com os padrões por ilha em BT demonstrou que para o indicador SAIFI, não foram cumpridos os padrões na zona C da ilha de S. Jorge e nas zonas A e C 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 2016 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 2016, a ERSE aprovou a classificação de sete eventos excecionais ocorridos nas redes da EDA. No processo de aprovação, a ERSE teve em consideração o parecer da DREn da RAA,

de acordo com as suas competências nestas matérias. As causas desses incidentes foram vento de intensidade excecional e intervenção de terceiros.

A descrição de cinco desses incidentes, ocorridos nos dias 23 e 24 de outubro de 2016, é apresentada seguidamente:

23 e 24 de outubro de 2016

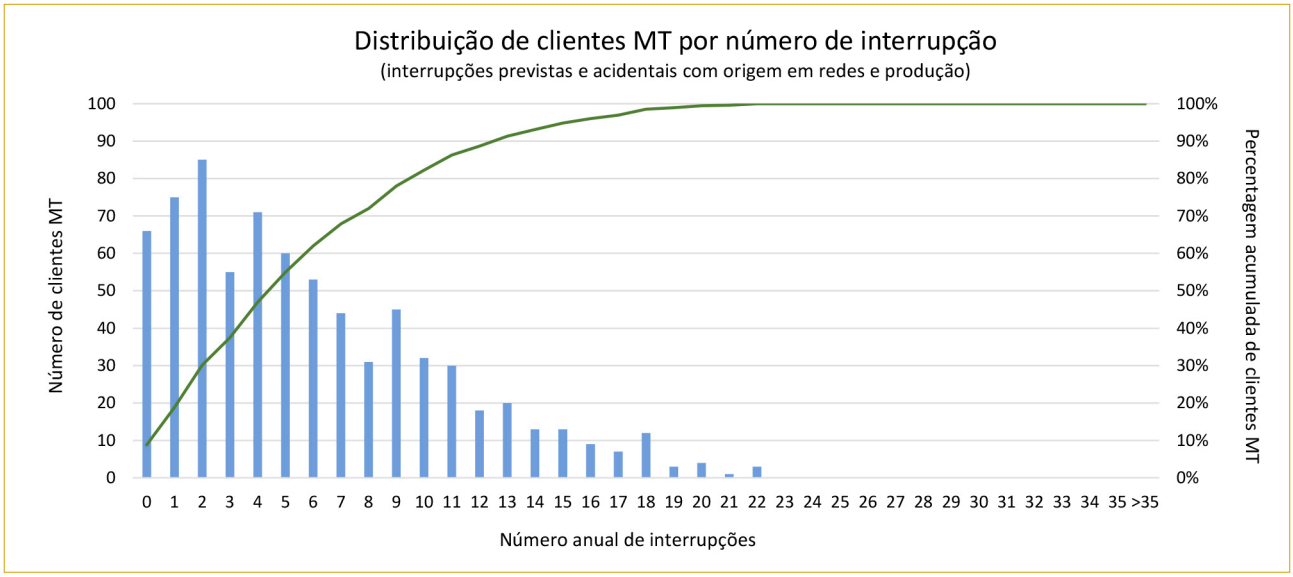
No dia 23 de outubro, na sequência dos ventos de intensidade excecional, foram registadas ocorrências que deram origem a interrupções de fornecimento nas redes da EDA. Estas interrupções afetaram um total de 271 clientes MT e 20 157 clientes BT, distribuídos pelas ilhas de S. Miguel e S. Jorge. O tempo total de interrupção de fornecimento foi de ordem das 2 horas e 26 minutos. Já o respetivo SAIDI MT, de 6,1 minutos, correspondeu a um contributo de 4,7% para o valor do indicador relativo às interrupções acidentais registadas em 2016 na RAA.

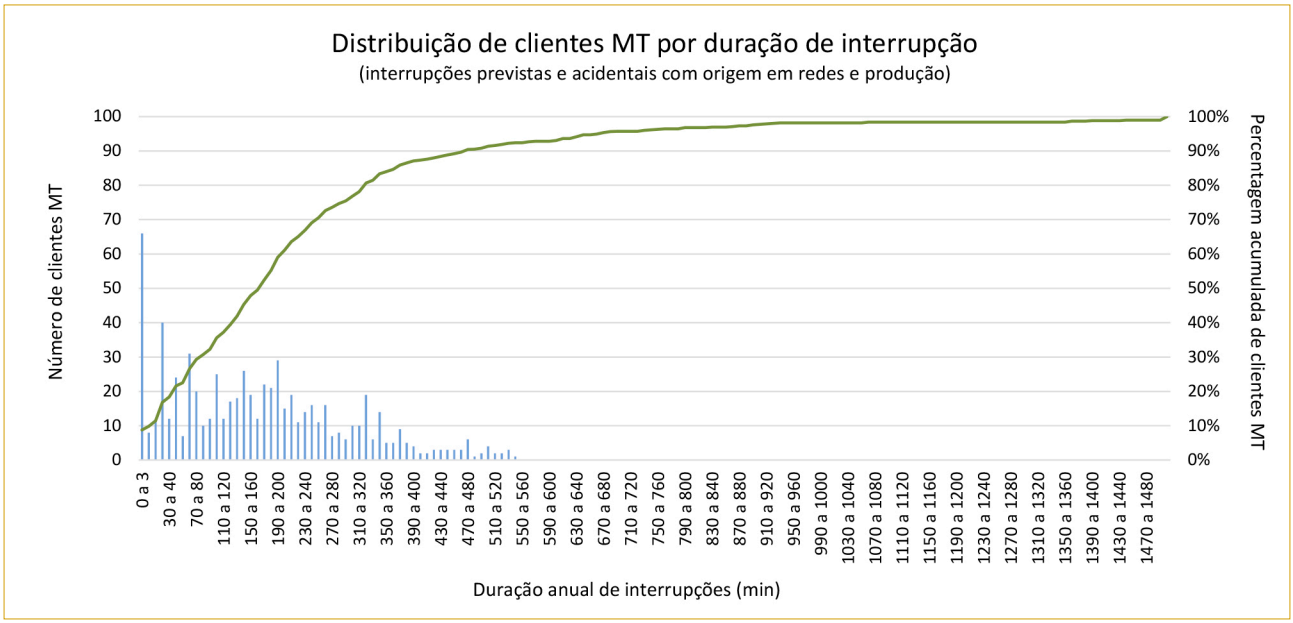
Incidentes de Grande Impacto

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 2016 verificou-se a ocorrência de 23 incidentes de grande impacto nas ilhas da RAA. O mês do ano em que se registou um maior número destes incidentes foi maio (4 incidentes), enquanto as ilhas com maior número de ocorrências foram a ilha do Pico (8 incidentes),a ilha do Faial (7 incidentes), a ilha de S. Jorge (6 incidentes), a ilha Terceira (1 incidente) e a ilha da Graciosa (1 incidente).

Continuidade de serviço na perspetiva individual

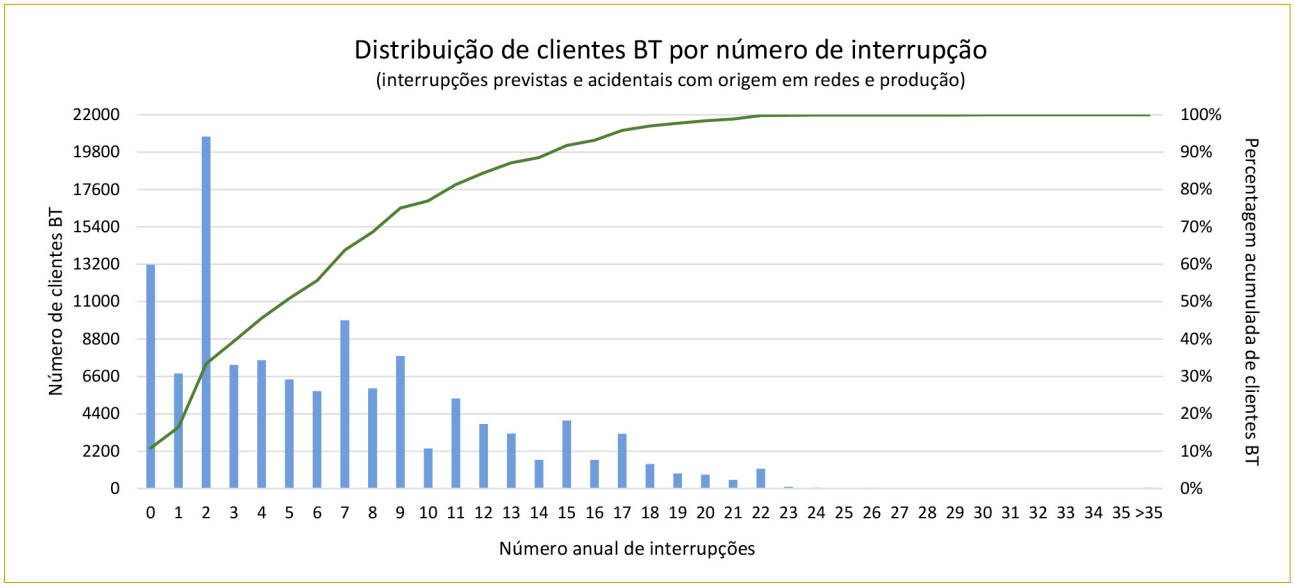
A continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de cada uma das interrupções registadas ao longo do período de um ano.

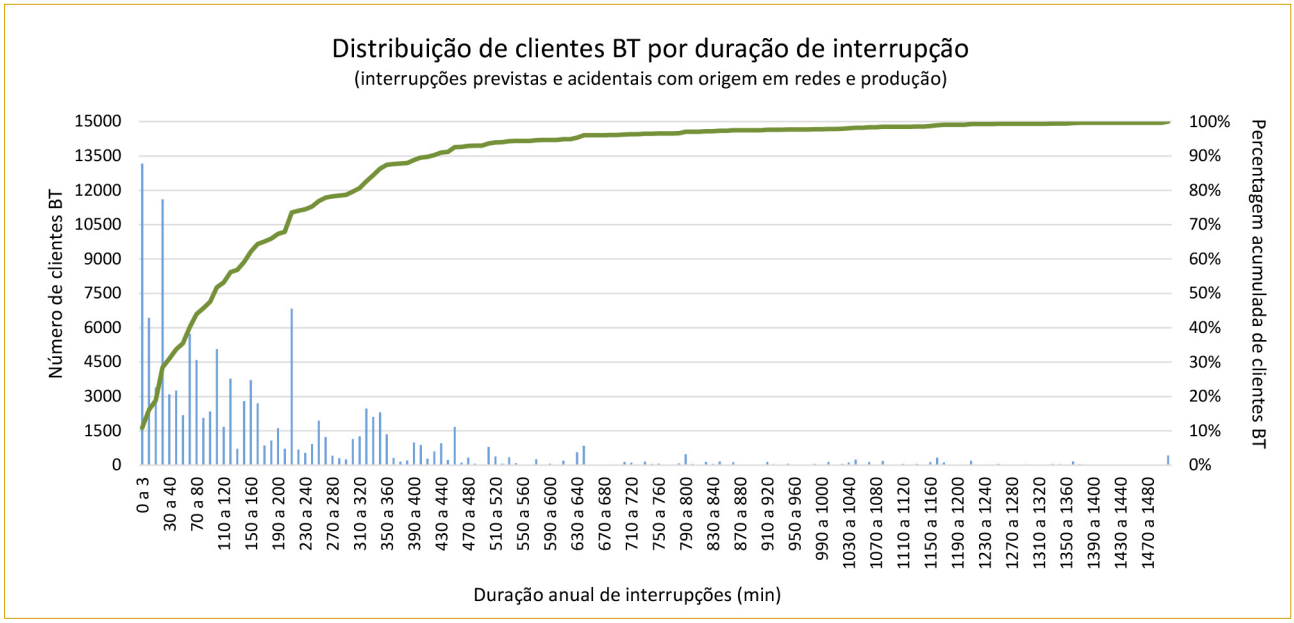




Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAA (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que em 2016, 8,8% dos clientes não tiveram qualquer interrupção longa e que 62% tiveram menos de 6 interrupções ao longo do ano. Por seu lado, os clientes sujeitos a um número de interrupções superior a 19 corresponderam a apenas 1% do total de clientes.

Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que 61% 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 5% 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 10,8% dos clientes não foram afetados por qualquer interrupção longa e que 55,6% desses clientes não tiveram mais do que 6 interrupções ao longo do ano. Verifica-se ainda que cerca de 2% dos clientes BT foram sujeitos a um número anual de interrupções superior a 19.

No que diz respeito à duração das interrupções, verifica-se que 62% 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 10 horas e 30 minutos.

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de

continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 805 situações de incumprimento, das quais, 98% corresponderam a clientes em BT.

Os incumprimentos registados nos PdE em MT resultaram, em cerca de 0,4% dos casos, de um número de interrupções superior ao estabelecido pelos padrões. No caso dos clientes BT, este incumprimento dos padrões individuais relativos ao número de interrupções foi superior, representando 46% das situações.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a 7289 euros (em 2015 este valor foi de 1833 euros). Deste total, o montante aplicado no Fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 0,45 euros (em 2015 tinha sido de 0,46 euros). Ainda em relação ao valor das compensações pagas, os clientes em BT representaram 68% do montante total.

As situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções dão origem a 87% do montante pago aos clientes. A ilha Terceira continua a representar a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 84% do montante total, com especial incidência na zona A de qualidade de serviço.

O quadro 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 2016.

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					5		5
	Terceira	A	1	11	3		407	2	424
		B		1			4		5
	Faial	A	2		367		2		371
	Total		**3**	**12**	**370**		**417**	**2**	**805**
Montante (euros)	S. Miguel	A					19,37		19,37
	Terceira	A	122,43	1722,46	15,91		4115,74	172,90	6149,44
		B		307,36			17,77		325,13
	Faial	A	146,92		608,15		39,67		794,74
	Total		**269,35**	**2029,82**	**624,06**		**4192,15**	**172,90**	**7288,68**

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2016 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 do Faial relativos ao indicador SAIFI MT. Verificou-se ainda incumprimentos dos padrões gerais para a zona C da ilha de S. Jorge e para as zonas A e C da ilha do Faial relativos ao indicador SAIFI BT.

Em relação aos indicadores individuais de continuidade de serviço, verificaram-se 805 incumprimentos dos padrões estabelecidos respeitantes quer ao número quer à duração das interrupções, dos quais 98% corresponderam a clientes em BT. O valor das compensações pagas pela EDA a clientes foi de 7289 euros.

3.10 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES | QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

O RQS impõe 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.

De acordo com o RQS, os planos de monitorização e os respetivos resultados das medições, apresentados de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados, passem a ser publicados pelos operadores das redes nas suas páginas de internet. A informação relativa à EDA pode ser consultada através da hiperligação:

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

CARACTERIZAÇÃO

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA respeitante ao ano de 2016 teve uma taxa de realização de 91,4%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, no ano de 2016, 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 52 pontos de monitorização nestas redes. Ao nível da BT, foram monitorizados 24 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 2016 identificou situações em que foram ultrapassados os valores limite para a tremulação, na central da ilha do Corvo, num posto de transformação da ilha do Corvo e num posto de transformação da ilha Terceira.

De acordo com a EDA , para a ilha Terceira e para a Baixa Tensão, foi registado o incumprimento numa das semanas selecionadas, em que se registou uma taxa de cumprimento de 94,21%. A análise dos valores de tremulação para este equipamento permitiu concluir que após a intervenção da EDA na sequência da indisponibilidade não programada, que afetou a BT do PT em causa (cabo rebentado), os valores não ultrapassaram os limites regulamentares.

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

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 nove ilhas do arquipélago dos Açores são operadas autonomamente, não existindo interligações entre as mesmas, considerou-se mais apropriada a realização de uma análise dos eventos de tensão individualmente para cada uma das ilhas.

Ilha S. Maria
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (10 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s)				
	0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	20,50	2,00	3,00	0	0
80 > u ≥ 70	2,00	1,00	3,00	2,00	0
70 > u ≥ 40	1,00	0	0	2,00	0
40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
5 > u	0,50	0	0	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (10 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s)		
	0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	0	1,00	0

Na ilha de S. Maria foi realizada monitorização em dois pontos da rede de 10 kV. O número médio de cavas de tensão registadas nesta ilha foi de 37 cavas de tensão por ponto de rede monitorizado, tendo-se identificado a ocorrência de uma sobretensão.

Ilha S. Miguel
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado

Tensão residual *u* (%)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	60	21,50	8,50	0	0	0
	30	26,43	7,71	0,29	0,14	0
	10	25,10	6,30	0,70	0	0
80 > u ≥ 70	60	6,50	19,50	2,00	3,00	0
	30	9,43	13,29	2,00	2,00	0
	10	8,20	10,50	1,40	2,20	0
70 > u ≥ 40	60	0	14,50	0,50	5,00	0
	30	5,71	9,71	1,71	2,71	0
	10	7,30	14,60	1,20	4,40	0
40 > u ≥ 5	60	0	0	0	1,00	0
	30	3,00	5,86	0,43	2,14	0
	10	0	2,00	0	1,10	0
5 > u	60	4,50	0	0	0	0
	30	2,14	0,43	0	0	0
	10	3,90	0,10	0	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	60	0	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	60	1,50	0	0
	30	0	0	0
	10	0	0	0

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

O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 91 e identificou-se apenas 0,2 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

Ilha Terceira
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado

Tensão residual *u* (%)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	30	64,33	5,67	1,33	0	0
	15	68,56	11,33	1,67	1,00	0
	6,9	53,00	6,00	0	0	0
80 > u ≥ 70	30	16,00	8,00	0	0	0
	15	25,33	2,00	0,67	0,22	0
	6,9	34,00	1,00	0	0	0
70 > u ≥ 40	30	10,33	9,67	7,33	0	1,00
	15	25,76	7,33	6,00	0	0,89
	6,9	21,50	7,50	7,00	0	0
40 > u ≥ 5	30	0	0,33	0,33	0	0
	15	4,78	1,56	4,00	0	0
	6,9	0	0	2,00	0	0
5 > u	30	3,33	1,33	1,00	0	0
	15	7,33	0,67	0	0	0
	6,9	0	0	0	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	1,00
	15	0,44	0,11	0,78
	6,9	0	0	1,00
120 > u > 110	30	0	0	0
	15	0,56	0,44	0
	6,9	0	0	0

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 médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 152, tendo-se verificado um número de sobretensões de 1,9.

Ilha Graciosa
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	20,00	8,00	1,00	0	0
80 > u ≥ 70	5,00	8,00	5,00	0	0
70 > u ≥ 40	0	2,00	0	0	0
40 > u ≥ 5	0	4,00	2,00	1,00	0
5 > u	2,00	1,00	0	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	1,00	0
120 > u > 110	2,00	6,00	0

Na ilha Graciosa, a monitorização foi realizada num único ponto da rede de 15 kV, no qual se registaram 59 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 92 cavas de tensão e 20 sobretensões.

Ilha S. Jorge
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	24,00	6,00	4,00	7,00	0
80 > u ≥ 70	1,00	5,00	3,00	7,00	0
70 > u ≥ 40	1,00	6,00	6,00	1,00	0
40 > u ≥ 5	2,00	2,00	6,00	9,00	0
5 > u	1,00	0	0	1,00	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	4,00	16,00	14,00

Na ilha do Pico foi realizada monitorização em três pontos da rede de 30 kV e em três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 53, tendo-se identificado uma média de 3 sobretensões por ponto de rede monitorizado.

Ilha Pico
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado

Tensão residual *u* (%)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	30	14,00	5,67	2,33	2,00	0
	15	13,33	3,67	4,00	2,67	0
80 > u ≥ 70	30	3,00	8,33	0	0	0
	15	3,33	1,33	1,33	1,00	0
70 > u ≥ 40	30	1,00	14,33	1,00	0	0
	15	9,33	4,67	0,33	0	0
40 > u ≥ 5	30	0	0	0,67	0,33	0
	15	5,00	2,00	1,33	0	0
5 > u	30	0	0	0	0	0,33
	15	0	0	0	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado

Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0	0	0
	15	0	0	0
120 > u > 110	30	1,33	1,00	0
	15	0	1,67	1,33

Na ilha do Faial, a monitorização incidiu sobre três pontos da rede de 15 kV. O número médio de cavas de tensão registadas por ponto de rede monitorizado foi de 42, tendo-se verificado um número médio de sobretensões de 1.

Ilha Faial
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	17,67	0,67	0	0	0
80 > u ≥ 70	3,67	2,67	0,33	0	0
70 > u ≥ 40	0,33	1,33	1,33	0,33	1,67
40 > u ≥ 5	0	0,67	1,33	0,67	0
5 > u	8,33	0,67	0,67	0	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	1,00	0	0

Na ilha das Flores, a monitorização foi realizada em cinco pontos da rede de 15 kV, nos quais se registou um número de 39 cavas de tensão e 4 sobretensões.

Ilha Flores
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	10,00	7,00	4,80	1,80	0
80 > u ≥ 70	0	0	2,80	2,00	0
70 > u ≥ 40	1,00	1,00	0,20	1,40	0,20
40 > u ≥ 5	0	2,80	0,20	0,40	0
5 > u	2,00	0	0	1,00	0

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	1,00	0,40
120 > u > 110	0,20	1,40	0,60

Na ilha do Corvo foi realizada monitorização num único ponto, no nível de tensão de 15 kV. Nesse ponto registaram-se 57 cavas de tensão e 2 sobretensões.

Ilha Corvo
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Tensão residual *u* (%)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	11,00	8,00	6,00	5,00	0
80 > u ≥ 70	1,00	1,00	2,00	7,00	1,00
70 > u ≥ 40	0	0	0	2,00	0
40 > u ≥ 5	0	0	0	0	0
5 > u	9,00	1,00	0	1,00	2,00

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado (15 kV)

Sobretensão (%Uc)	Duração *t* (s) 0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	0	0	0
120 > u > 110	1,00	1,00	0

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica implementado pela EDA para o ano de 2016 foi executado quase na integra, tendo uma taxa de realização de 91,4%, 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 52 pontos de monitorização. Enquanto ao nível da BT foram monitorizados 24 postos de transformação de distribuição. Todas as ações de monitorização realizadas tiveram a duração mínima de um ano.

Os resultados das ações de monitorização realizadas, em relação aos fenómenos contínuos de tensão, permitiram identificar incumprimento do valor limite da tremulação na ilha do Corvo 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), inclui também o acompanhamento do número de interrupções de fornecimento breves (duração superior ou igual a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos).

O RQS estabelece os indicadores gerais e individuais e respetivos padrões para as redes de distribuição das ilhas da Madeira e de Porto Santo.

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

Nesse sentido, estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação de indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

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

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

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

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 2016, tiveram maior impacto na continuidade de serviço e os incidentes classificados pela ERSE como Eventos Excecionais.

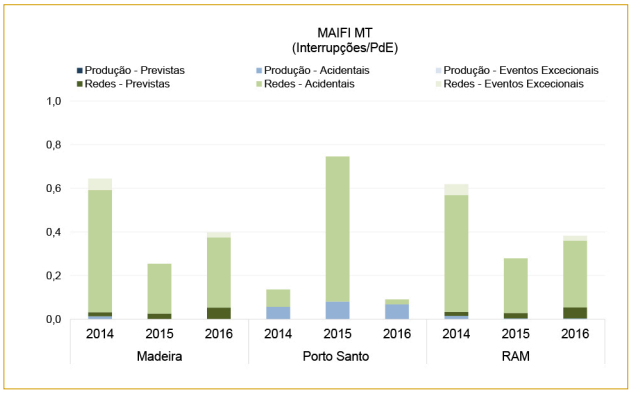
Por último, analisa-se a continuidade de serviço percecionada pelos clientes a nível individual, caracterizam-se os incumprimentos dos padrões individuais, assim como os montantes das compensações que lhe estão associados.

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 Excecionais	Excecionais
END (MWh)	29,41	38,59	110,93
TIEPI (min)	18,74	22,68	58,79
SAIFI MT (int./PdE)	0,26	0,65	0,60
SAIDI MT (min/PdE)	26,82	35,25	81,81
MAIFI MT (int./PdE)	0,05	0,31	0,02
SAIFI BT (int./cliente)	0,26	0,58	0,53
SAIDI BT (min/cliente)	26,66	29,76	53,45

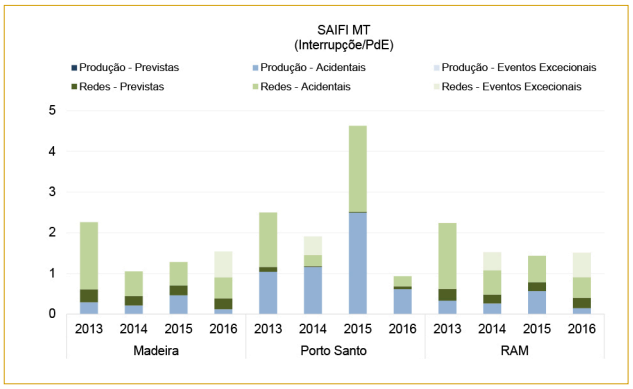
Analisando os principais indicadores de continuidade de serviço da EEM, verifica-se que as interrupções previstas têm um impacto inferior ao das interrupções acidentais.
De seguida, apresenta-se o desempenho em para o perído 2014-2016 do indicador MAIFI MT, referente a interrupções breves.



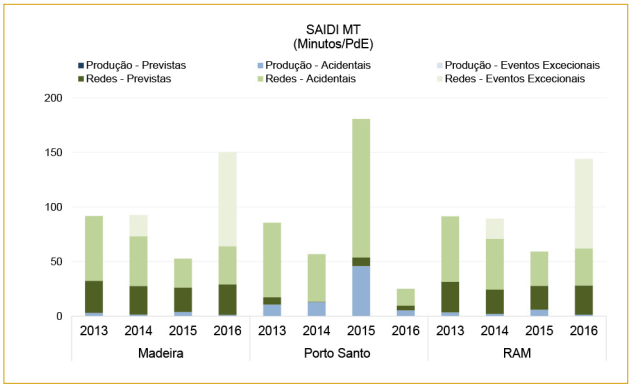
Da análise do indicador MAIFI MT da RAM conclui-se que grande parte das interrupções corresponde a interrupções acidentais com origem nas redes.

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 2013-2016.

Dos quadros em questão constam, entre outros, os eventos excecionais. Importa referir que o conceito de evento excecional 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.

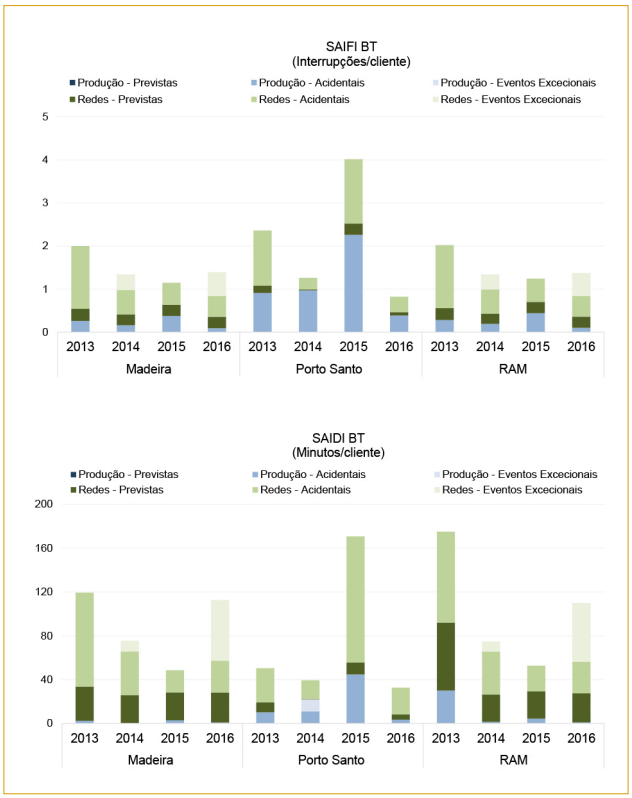


Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que a ilha de Porto Santo apresenta um valor inferior ao da ilha da Madeira. Verifica-se ainda que na RAM existiu do ano de 2015 para o ano de 2016 uma redução das interrupções acidentais com origem na produção.



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

Seguidamente, apresentam-se os quadros que refletem a evolução dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT para o período 2013-2016.



Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se que apesar de a RAM apresentar um aumento do valor destes indicadores, a ilha de Porto Santo teve um diminuição do valor destes indicadores no ano de 2016.

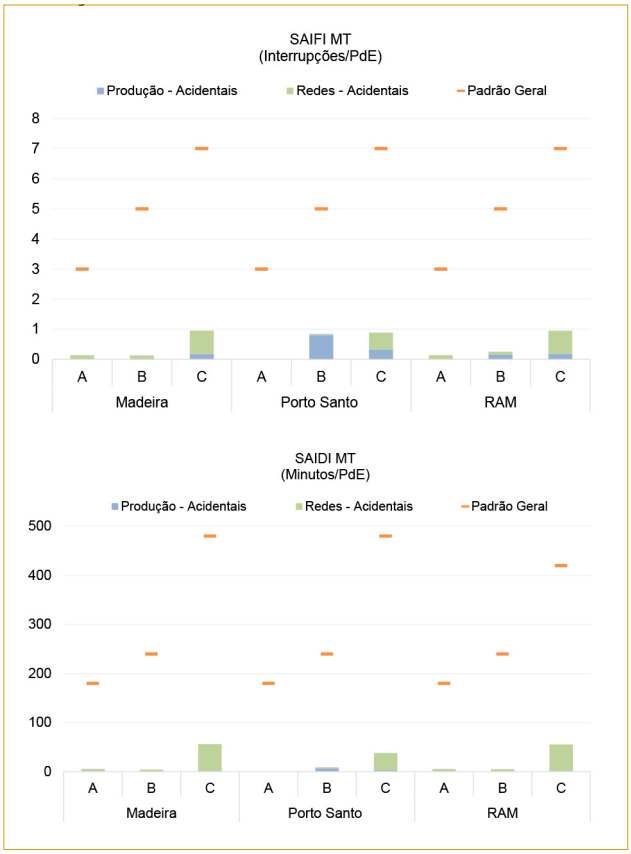
Verificação do cumprimento dos padrões gerais

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

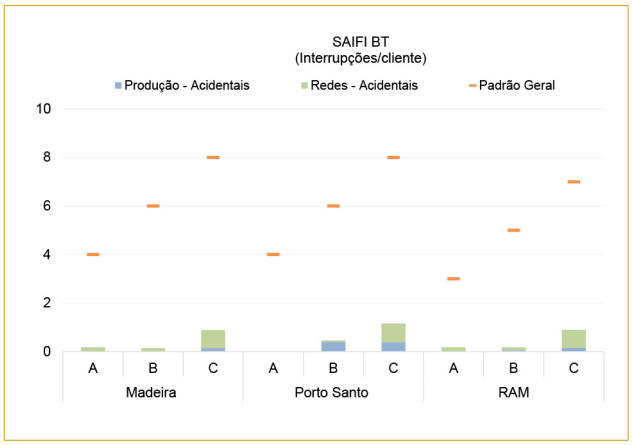
Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como Eventos Excecionais.

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 Excecionais

No ano de 2016, foram aprovados quatro pedidos de classificação como eventos excecionais ocorridos nas redes da EEM, ao contrário do ocorrido no ano anterior em que não se verificou nenhum evento excecional. Os eventos excionadas aprovados tiveram como causas incêndios (2), vento de intensidade excecional (1) e escavações (1).

Das ocorrências que foram classificadas como eventos excecionais destaca-se dois eventos pela sua dimensão e significativo impacto que tiveram nos indicadores de continuidade de serviço.

- Incidentes de 8 e 9 de agosto

Os dois eventos excecionais de grande impacto ocorridos nos dias 8 e 9 de agosto de 2016 foram provocados por incêndios que afetaram os concelhos do Funchal, da Ponta do Sol e da Calheta. Foram afetados um total de 62 764 clientes nos vários níveis de tensão e a sua contribuição para os valores totais dos indicadores gerais é a apresentada no quadro.

Indicador geral	Evento de 8 e 9 de agosto		Total Ano 2016
	Impacto do evento	Contribuição para valor anual	
END (MWh)	101,24	91,26%	110,93
TIEPI (min)	58,08	98,79%	58,79
SAIFI MT (int./PdE)	0,57	95,00%	0,60
SAIDI MT (min/PdE)	74,12	90,60%	81,81
MAIFI MT (int./PdE)	0,02	100,00%	0,02
SAIFI BT (int./cliente)	0,52	98,11%	0,53
SAIDI BT (min/cliente)	52,08	97,44%	53,45

Incidentes de Grande Impacto

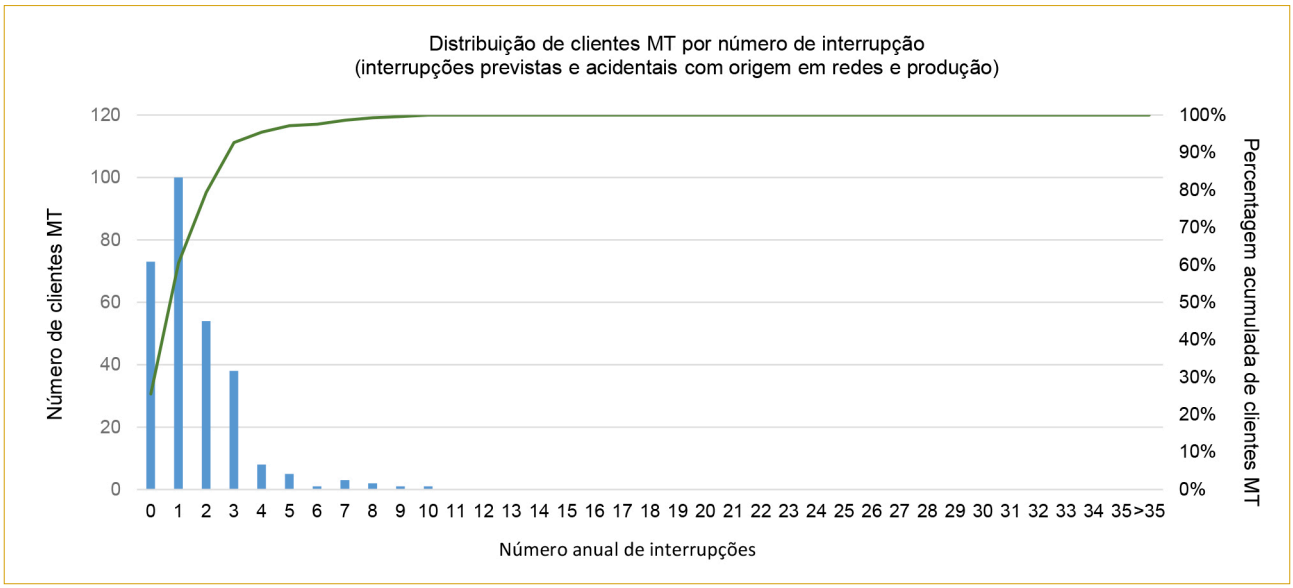
Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua origem, tenha como consequência uma energia não fornecida ou não distribuída superior a 10 MWh na ilha da Madeira e a 1 MWh na ilha de Porto Santo, no caso da Região Autónoma da Madeira.

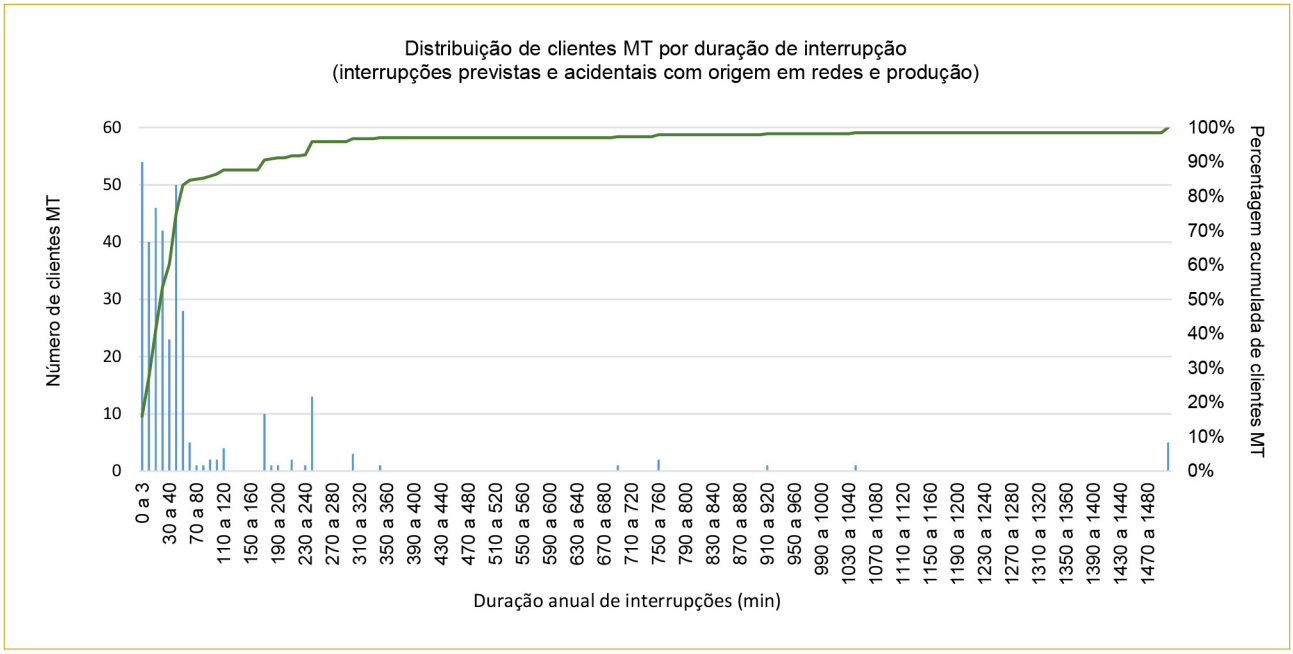
No que respeita aos incidentes de grande impacto, foram reportados à ERSE dois incidentes de grande impacto ocorridos nos dias 8 e 9 de agosto de 2016 descritos na seção relativa aos eventos excecionais.

Continuidade de serviço na perspetiva individual

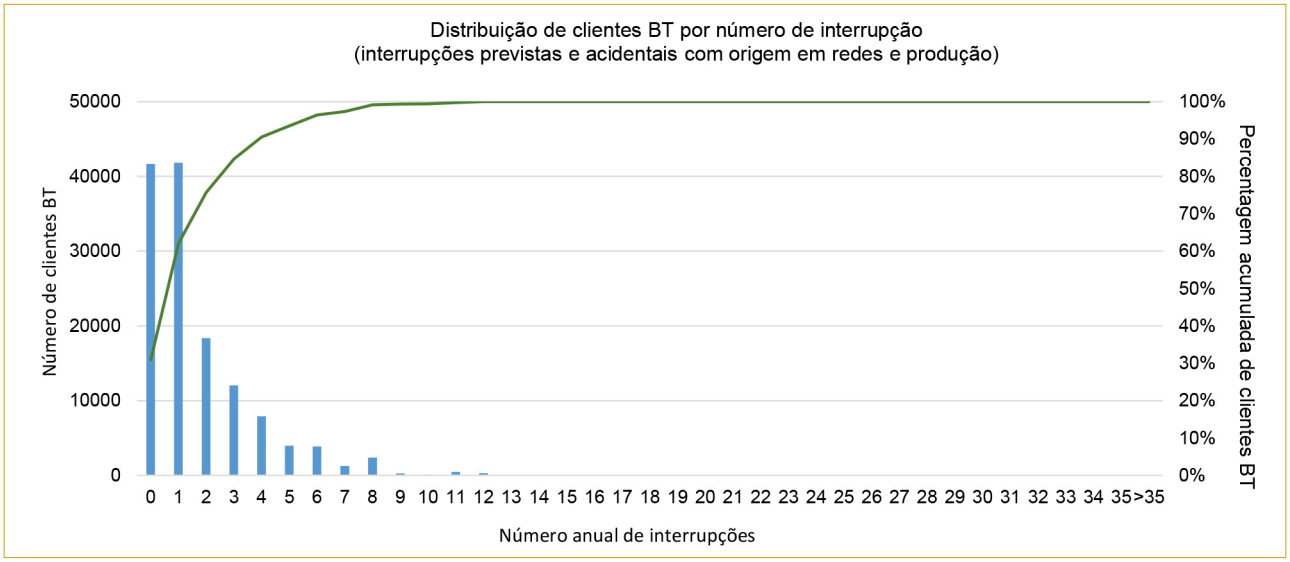
A continuidade de serviço na perspetiva individual de cada cliente é avaliada em termos do número anual de interrupções de fornecimento a que esse cliente esteve sujeito e ao somatório da duração dos tempos de interrupção registados ao longo do período de um ano.

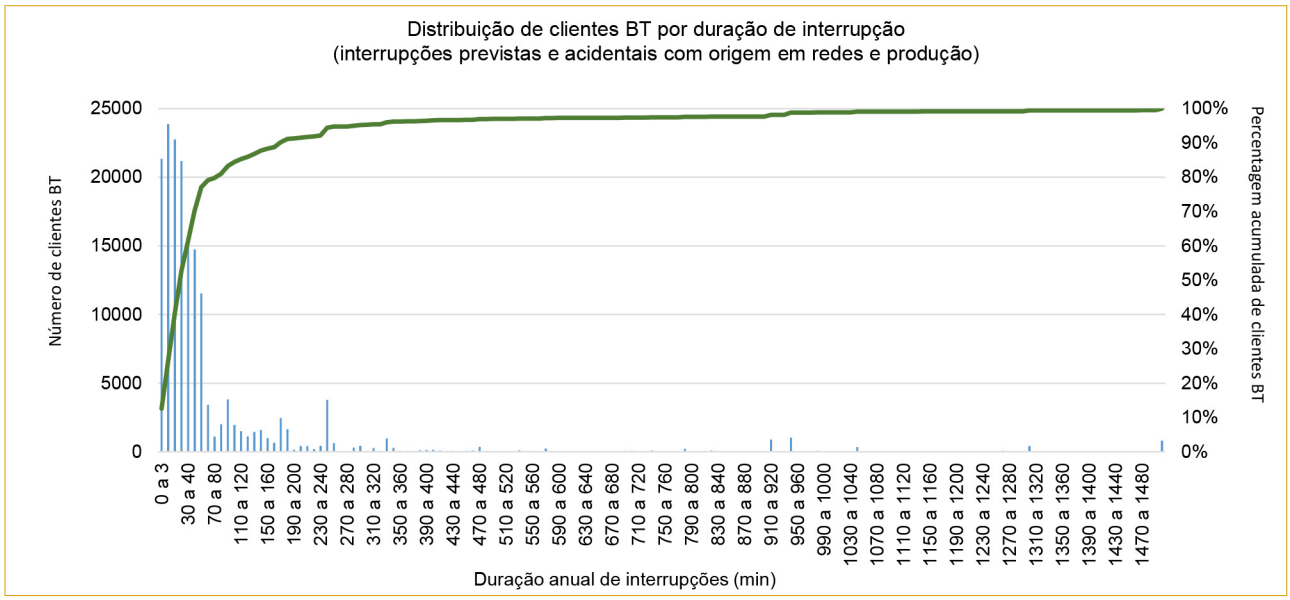
Da análise aos histogramas relativos aos clientes em MT da RAM (incluindo interrupções previstas e acidentais com origem em redes e produção), pode concluir-se que, em 2016, cerca de 93% dos clientes tiveram menos de 3 interrupções. Em relação à duração anual das interrupções, verificou-se que cerca de 60% 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 4% dos clientes tiveram pelo menos 6 interrupções e que mais de 62% dos clientes tiveram interrupções com duração inferior a 30 minutos.





Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 9587,14 euros, valor muito superior ao ano anterior (em 2015 este valor foi de 966,98 euros). Deste total, o montante aplicado no Fundo de investimento com vista à melhoria da qualidade de serviço foi de 0,67 euros (em 2015 não existiu apuramento de valores a reverterem para o Fundo de investimento).

De acordo com a informação disponibilizada pela EEM, o aumento significativo das compensações face ao ano de 2015 deveu-se essencialmente a 5 incidentes, 4 dos quais (65% do valor apurado) no período em que decorreram os incêndios do mês de Agosto e que não foram incluídos no incidente excecional reportado à ERSE, visto que a causa foi material, o que devido ao grande volume de avarias não houve capacidade de

reposta tendo ficando clientes por repor durante um tempo alargado. O quinto incidente com causa própria, devido às condições atmosféricas adversas para a execução de uma junta aérea, só foi possível executá-la depois de melhorar a chuva e vento que se fazia sentir no local da avaria resultanto em cerca de 30% das compensações apuradas.

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 2016, 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					83	1	84
		B					23		23
		C		2			23	1	24
	Porto Santo	B					1		1
	Total		**0**	**2**	**0**	**0**	**130**	**2**	**132**
Montante (euros)	Madeira	A					4505,95	338,65	4844,60
		B					1624,42		1624,42
		C		1938,87			870,86	305,13	3114,86
	Porto Santo	B					3,26		3,26
	Total		**0**	**1938,87**	**0**	**0**	**6133,63**	**643,78**	**9587,14**

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2016 registou-se uma deterioração dos valores dos indicadores de continuidade de serviço da RAM face ao ano anterior.

Neste ano, e à semelhança do ano 2015, 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 9587,14 euros valor muito superior ao ano anterior.

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 da qualidade de energia elétrica aprovado para a EEM respeitante ao ano de 2016 teve uma taxa de realização de 95,6% para a ilha da Madeira e de 87,4% para a ilha do Porto Santo. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias/avarias verificadas em alguns dos equipamentos de medição, de falhas de comunicação dos equipamentos e e de atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para novos pontos de monitorização.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2016 na RAM contemplaram medições em 23 pontos de entrega das ilhas da Madeira e do Porto Santo. Estes 23 pontos contemplaram a monitorização permanente de duração anual em 13 pontos fixos (11 dos quais na ilha da Madeira e 2 na Ilha de Porto Santo) e 10 pontos móveis semestrais, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

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 excepção da tremulação (*flicker*) da tensão e da distorção harmónica da tensão.

Assim, verificou-se quanto à distorção harmónica que os valores das tensões harmónicas individuais registaram semanas não conformes da 5ª harmónica no posto transformação de Santana. No que respeita à tremulação da tensão, registou-se uma semana não conforme no posto de transformação de São Vicente com valores acima dos limites.

Eventos de tensão

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2016 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, cinco pontos da rede de 30 kV e três pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 6,6 kV. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto na ilha do Porto Santo, 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.

Em 2016 não se registaram sobretensões nos pontos de rede monitorizados, contrariamente ao verificado no ano anterior.

Ilha da Madeira
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado

Tensão residual *u* (%)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	60	14,67	3,00	0,33	0	0
	30	11,40	1,60	0	0	0
	6,6	5,67	1,33	0,33	0	0
	0,23	3,40	1,40	0,30	0,10	0
80 > u ≥ 70	60	2,00	0,33	0	0	0
	30	3,60	1,20	0	0	0
	6,6	4,00	0	0,67	0	0
	0,23	0,20	0	0,10	0	0
70 > u ≥ 40	60	0,67	0,33	0,33	0	0
	30	2,20	0	0	0	0
	6,6	3,67	3,33	0	0	0
	0,23	0,80	1,50	0	0,10	0
40 > u ≥ 5	60	0	0	0	0	0
	30	1,00	0,40	0	0	0
	6,6	0	0,33	0	0,33	0
	0,23	0	0,50	0,20	0,20	0
5 > u	60	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Ilha do Porto Santo
N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado

Tensão residual *u* (%)	Nível de tensão (kV)	Duração *t* (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	6,6	4,00	1,00	2,00	0	0
	0,23	4,00	3,00	3,00	0	0
80 > u ≥ 70	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	1,00	0	0
70 > u ≥ 40	6,6	4,00	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	1,00
5 > u	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

No ano de 2016, em 23 pontos de rede monitorizados, registaram-se 342 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 319 na ilha da Madeira e 23 na ilha do Porto Santo.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2016 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, cinco pontos da rede de 30 kV e três pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em um ponto da rede de 6,6 kV. Relativamente às medições semestrais foram realizadas em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira e em um ponto na ilha do Porto Santo, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização.

No ano de 2016, em 23 pontos de rede monitorizados, registaram-se 342 cavas de tensão na RAM, nos níveis de tensão de 230 V, 6,6 kV, 30 kV, 60 kV, das quais 319 na ilha da Madeira e 23 na ilha do Porto Santo.

No que respeita às sobretensões, não se registaram no ano de 2016 sobretensões nos pontos de rede monitorizados, contrariamente ao verificado no ano anterior.

3.13 RECLAMAÇÕES E PEDIDOS DE INFORMAÇÃO APRESENTADOS À ERSE

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.

As reclamações correspondem às comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expetativas, 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.

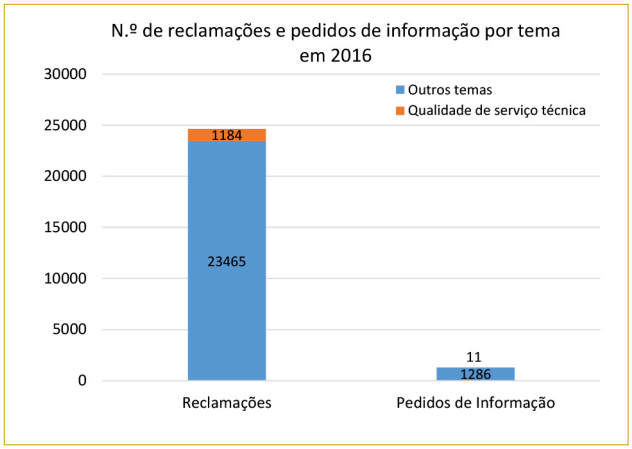
Alguns casos referem-se a situações que são apresentadas simultaneamente na ERSE e na Entidade Reclamada.

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.

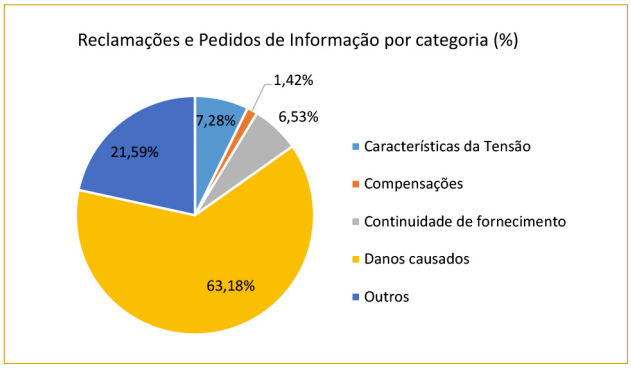
No ano de 2016, como se apresenta na figura, o número total de reclamações e de pedidos de informação que deram entrada na ERSE foi de 25 946. Deste valor, destaca-se que 1195 casos são relacionados com o tema da qualidade de serviço técnica, correspondendo a 4,61% da totalidade desse número de reclamações 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: caraterísticas 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 2016, 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 63,18%, de um total de 1195 exposições apresentadas na ERSE. A temática "Danos Causados" respeita essencialmente a situações em que as interrupções originam prejuízos causados aos equipamentos elétricos dos clientes. Sobre esta temática, a ERSE esclarece que as questões de "Danos Causados" constituem matéria da competência dos tribunais judiciais e de organismos de resolução extrajudicial de conflitos, devendo as mesmas serem apresentadas junto destas entidades.

Verifica-se ainda que a categoria "Compensações" é a que apresenta uma menor percentagem, correspondendo ao valor de 1,42% 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 2016, 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 4,61% da totalidade de casos, apresentados na ERSE sendo que 99,07% 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

QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

4.1 SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

ENQUADRAMENTO

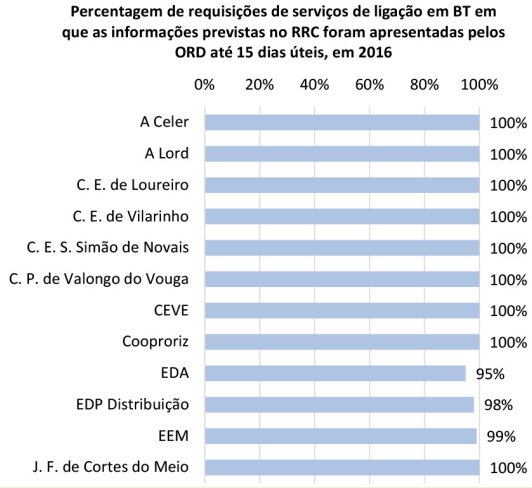
A prestação dos serviços de ligação pelos ORD consiste habitualmente na entrega, quando os clientes requisitam as ligações, de informação relativa ao nível de tensão de ligação e ponto de ligação, materiais a utilizar, traçado para os elementos de ligação e orçamento para encargos associados à ligação.

O desempenho dos ORD é avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes das informações previstas no regulamento de relações comerciais (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 eventuais [1].

[1] Consideram-se ligações eventuais as que se destinam a alimentar instalações de caráter 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 nos anos anteriores.

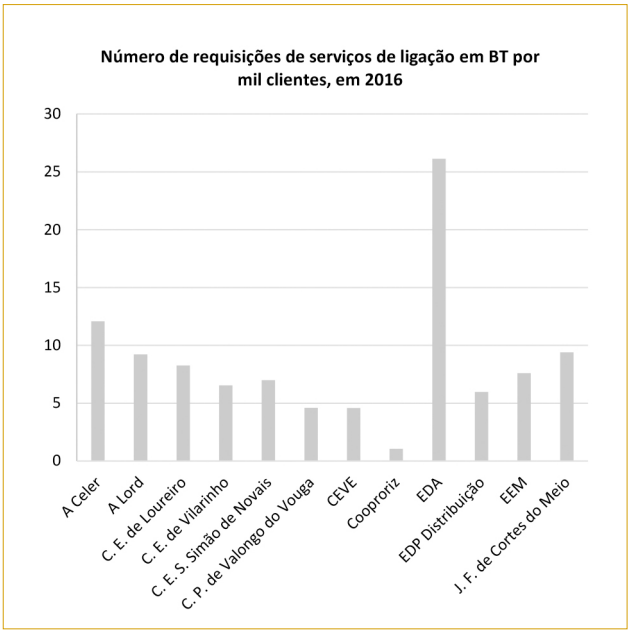
Foram recebidas cerca de 41 mil requisições de serviços de ligação em baixa tensão pelos operadores das redes. O quadro seguinte apresenta os totais por empresa.

Número de requisições de serviços de ligação em BT, em 2016

	2016
A Celer	50
A Lord	41
C. E. de Loureiro	17
C. E. de Vilarinho	10
C. E. S. Simão de Novais	23
C. P. de Valongo do Vouga	10
CEVE	41
Cooproriz	2
EDA	3 201
EDP Distribuição	36 485
EEM	1 046
J. F. de Cortes do Meio	4
Total Geral	40 930

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 (19%), quer por aguardarem resposta de terceiros (5%). A percentagem de requisições anuladas subiu ligeiramente em relação a 2015 (15%), tal como a percentagem de requisições pendentes de resposta de terceiros (4% em 2015).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

O número de requisições anuladas e o número de requisições pendentes aumentou ligeiramente face a 2015.

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 e a realização da ativação. O padrão a cumprir pelos ORD é de 90%.

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 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

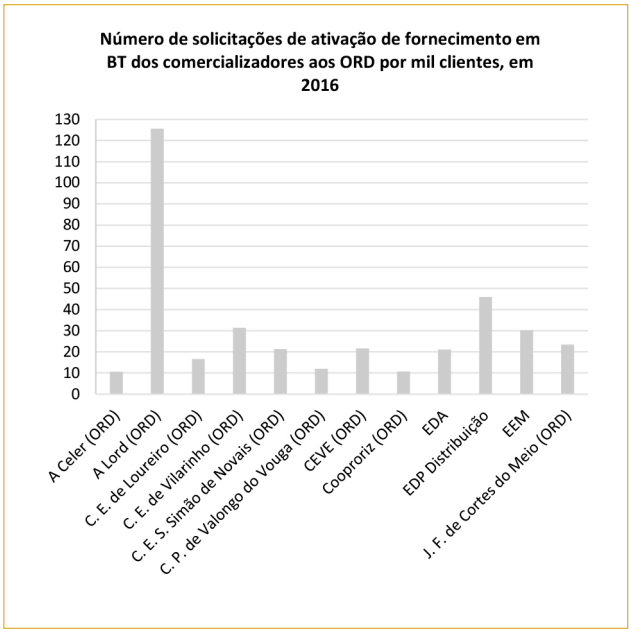
A EDP Distribuição recebeu 97% das solicitações de ativação dirigidas aos ORD em 2016, valor semelhante ao de 2015. O número de ativações realizadas reduziu-se face ao valor de 2015, em cerca de 2%. O quadro seguinte apresenta os totais de ativações solicitadas aos ORD em 2016.

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

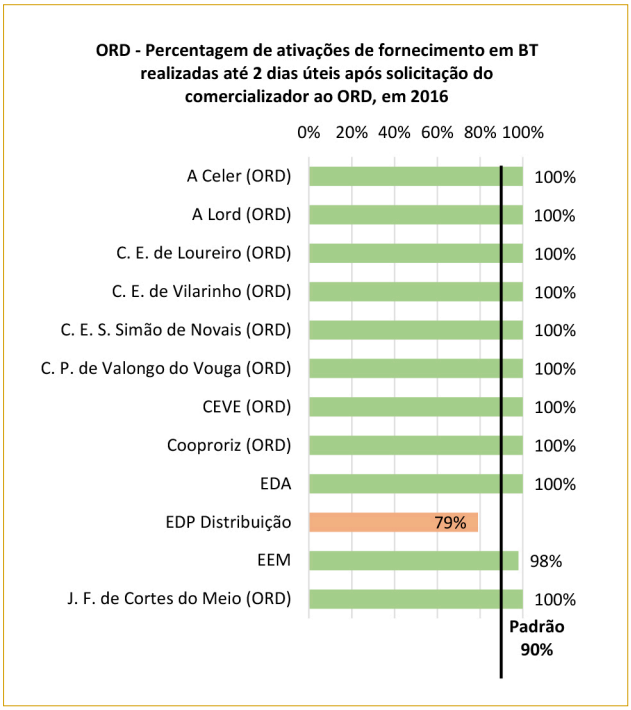
	2016
A Celer (ORD)	44
A Lord (ORD)	558
C. E. de Loureiro (ORD)	34
C. E. de Vilarinho (ORD)	48
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	70
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	26
CEVE (ORD)	193
Cooproriz (ORD)	20
EDA	2 584
EDP Distribuição	280 593
EEM	4 156
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	10
Total Geral	288 336

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

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 10% das ativações a realizar até dois dias úteis estiveram numa situação de "pendente de cliente", penalizando o valor do indicador.

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

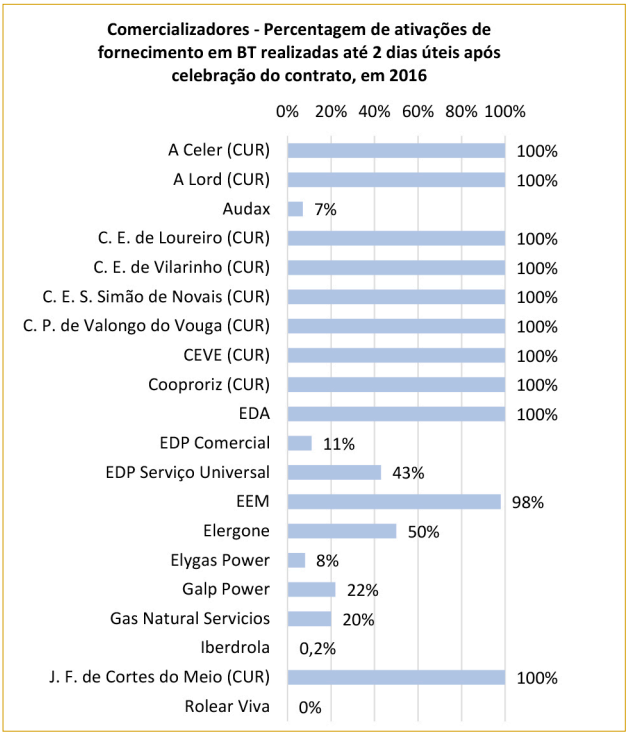
O quadro seguinte ilustra os números de solicitações de ativações apresentadas pelos clientes aos seus comercializadores. A diferença entre o total destas e o total de ativações realizadas pelos ORD deve-se à anulação ou remarcação de ativações junto dos comercializadores antes destes transmitirem aos respetivos ORD os pedidos de ativação solicitados. A Enforcesco e a Goldenergy não distinguem, nos seu reportes, situações de ativação de fornecimento de situações de mudança de comercializador (ambas as situações são geridas na plataforma de mudança de comercializador), pelo que não se apresentam os seus dados. Está em análise a possibilidade de haver reportes de outros comercializadores que também incluam situações de mudança de comercializador, o que contribuiria para a diferença entre o total de ativações reportado pelos comercializadores e o total reportados pelos ORD. A JAF Plus informou não ter tido ativações de fornecimento.

Número de solicitações de ativação de fornecimento em BT aos comercializadores

	2016
A Celer (CUR)	44
A Lord (CUR)	558
Audax	251
C. E. de Loureiro (CUR)	34
C. E. de Vilarinho (CUR)	48
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	70
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	27
CEVE (CUR)	193
Cooproriz (CUR)	20
Ecochoice	2
EDA	2 584
EDP Comercial	267 806
EDP Serviço Universal	66
EEM	4 156
Elergone	6
Elygas Power	1 382
Endesa	973
Galp Power	20 684
Gas Natural Servicios	409
Iberdrola	2 616
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	8
Lógica Energy	12
Rolear Viva	58
Total Geral	302 007

Notas: a Endesa informou que o valor reportado respeita a BTN e BTE; Os reportes da Enforcesco e da Goldenergy incluem mudanças de comercializador pelo que não são apresentados.

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



Notas: O valor da EDP Serviço Universal exclui ativações de iluminação pública; Os dados da Endesa e da Lógica Energy não permitem calcular o indicador. A Ecochoice informou que as 2 solicitações de ativação foram realizadas após 2 dias úteis por vontade dos clientes.

A EDP Serviço Universal informou que a maior parte (65%) das suas ativações em 2016 se referem a desdobramentos de redes de iluminação pública, situação que já se verificara em 2015 (77%) e em 2014 (86%). Considerando apenas estas ativações, o valor do indicador para a EDP Serviço Universal seria de 39%. 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.

A Iberdrola informou que o valor baixo de percentagem de ativações realizadas atempadamente tem a ver com o modelo de funcionamento comercial implementado pela empresa, o qual assenta no recurso a equipas comerciais locais, provocando um desfasamento, dificilmente inferior a 2 dias úteis, entre o momento da venda (assinatura do contrato pelo cliente) e o momento do pedido online de ativação, inviabilizando que as activações ocorram na sua quase totalidade nesse intervalo de tempo.

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.

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, 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.

Finalmente, é de assinalar que em 2016 a quase totalidade das empresas reportou a informação obrigatória. Uma melhoria face a 2015 e a 2014.

4.3 ATENDIMENTO PRESENCIAL

ENQUADRAMENTO

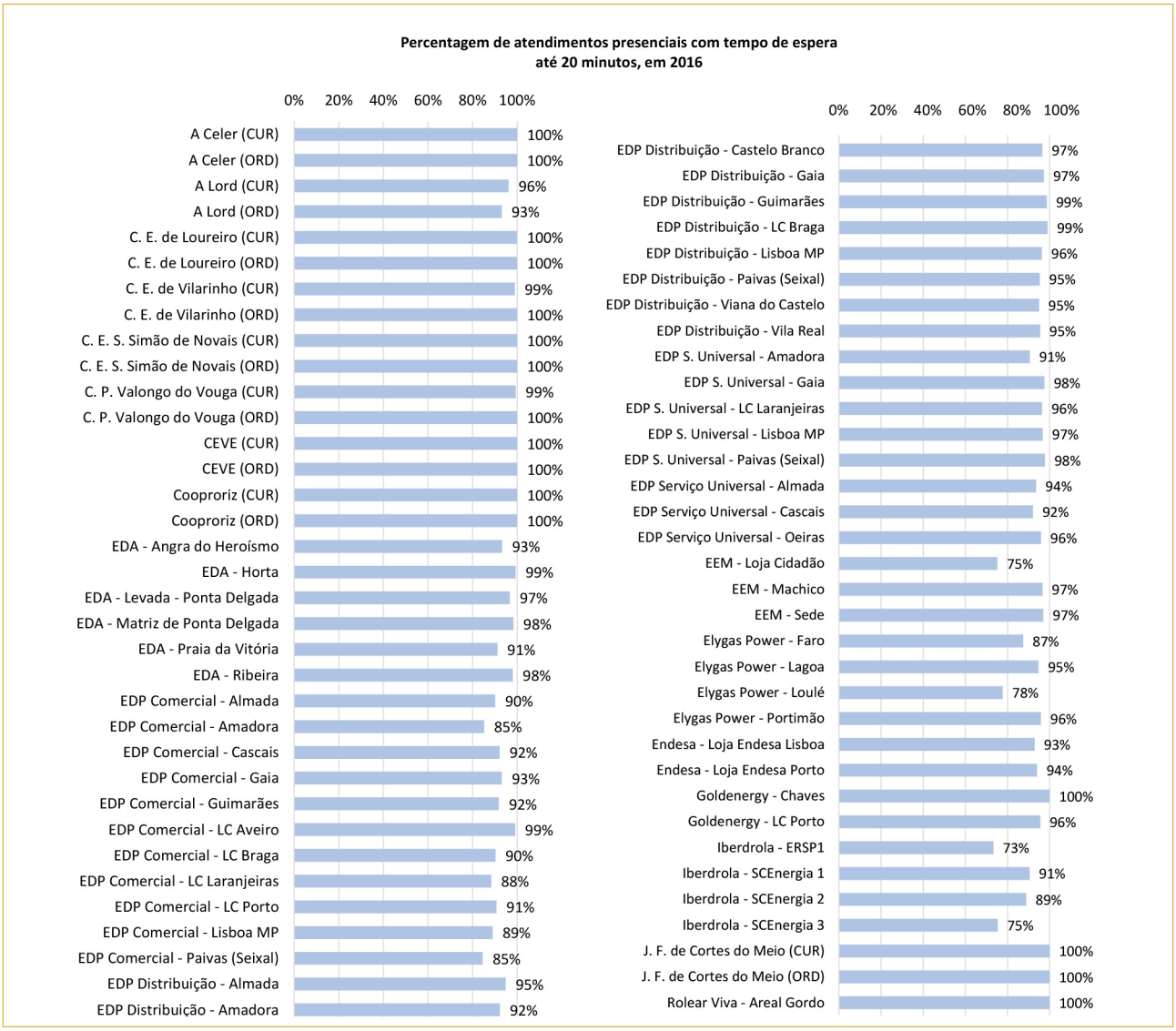
O atendimento presencial é avaliado através de um indicador geral que se aplica a cada centro de atendimento monitorizado.

Em cada ano, as empresas que disponham de atendimento presencial, e que 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 atendimentos registados no ano anterior.

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.

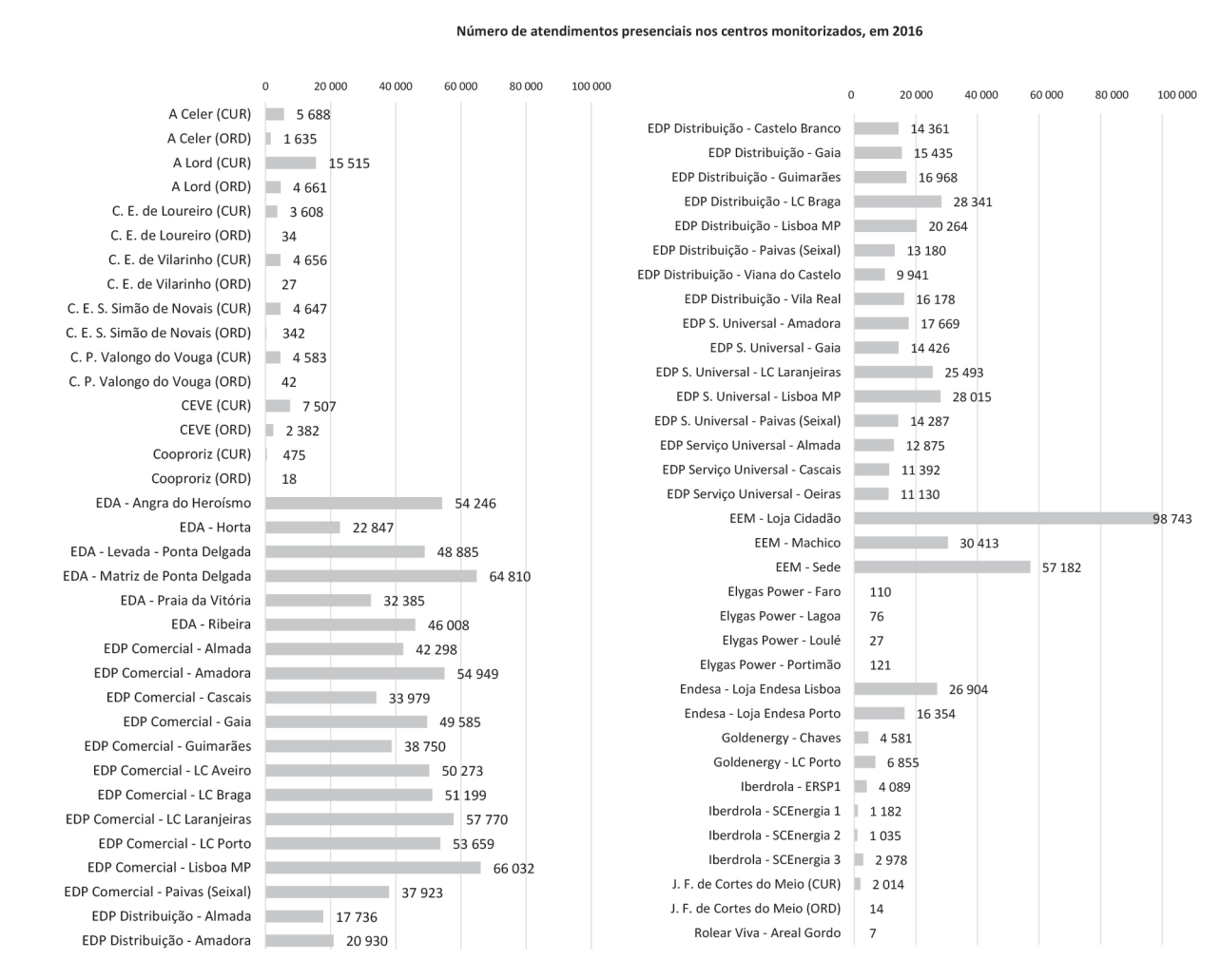
CARACTERIZAÇÃO

O gráfico seguinte apresenta os valores, por centro de atendimento monitorizado, do indicador relativo ao desempenho no atendimento presencial. Para as entidades que atuam simultaneamente como ORD e CUR apresentam-se os valores do indicador por atividade.



Legenda: LC – Loja do Cidadão; MP – Marquês de Pombal.
Notas: Dados do 1.º trimestre para os centros ERSP1, SCEnergia 1, SCEnergia 2 e SCEnergia 3 (Iberdrola) não disponíveis. Dados do 4.º trimestre para o centro SCEnergia 2 não disponíveis.

No gráfico seguinte podem observar se os números de atendimento presenciais apenas nos centros alvo de monitorização dos tempos de espera.



Legenda: LC – Loja do Cidadão; MP – Marquês de Pombal.

Notas: Dados do 1.º trimestre para os centros ERSP1, SCEnergia 1, SCEnergia 2 e SCEnergia 3 (Iberdrola) não disponíveis. Dados do 4.º trimestre para o centro SCEnergia 2 não disponíveis.

A EDP Comercial, a Galp Power e a Goldenergy 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 Audax, a Energia Simples, a Enforcesco, a Fortia, a Gas Natural Servicios, a JAF Plus e a Lógica Energy optaram por não disponibilizar atendimento presencial. A Ecochoice e a Elergone reportaram não terem tido atendimentos presenciais.

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

No quadro seguinte apresentam-se, por empresa, os totais de atendimentos presenciais para o conjunto de centros de atendimento de cada empresa, independentemente de serem alvo de monitorização do tempo de espera.

Número total de atendimentos presenciais em todos os centros de atendimento

	2016
A Celer (CUR)	5 688
A Celer (ORD)	1 635
A Lord (CUR)	15 515
A Lord (ORD)	4 661
C. E. de Loureiro (CUR)	3 608
C. E. de Loureiro (ORD)	34
C. E. de Vilarinho (CUR)	4 656
C. E. de Vilarinho (ORD)	27
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	4 647
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	342
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	4 583
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	42
CEVE (CUR)	7 507
CEVE (ORD)	2 382
Cooproriz (CUR)	475
Cooproriz (ORD)	18
Ecochoice	0
EDA	391 151
EDP Comercial	1 273 859
EDP Distribuição	421 638
EDP Serviço Universal	337 570
EEM	408 965
Elergone	0
Elygas Power	346
Endesa	43 258
Galp Power	480 469
Goldenergy	37 985
Iberdrola	36 063
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	2 014
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	14
Rolear Viva	7
Total Geral	**3 489 159**

Percentagem de atendimentos presenciais monitorizados

	2016
A Celer (CUR)	100%
A Celer (ORD)	100%
A Lord (CUR)	100%
A Lord (ORD)	100%
C. E. de Loureiro (CUR)	100%
C. E. de Loureiro (ORD)	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)	100%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	100%
CEVE (CUR)	100%
CEVE (ORD)	100%
Cooproriz (CUR)	100%
Cooproriz (ORD)	100%
EDA	69%
EDP Comercial	42%
EDP Distribuição	41%
EDP Serviço Universal	40%
EEM	46%
Elygas Power	100%
Endesa	100%
Galp Power	46%
Goldenergy	100%
Iberdrola	26%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	100%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	100%
Rolear Viva	100%
Total Geral	48%

As percentagens de atendimentos presenciais alvo de monitorização do tempo de espera podem observar-se no quadro seguinte, por empresa.

Recorde-se que cada empresa que tenha atendimento presencial deve monitorizar, em cada ano, 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 monitorizem menos de 40% do total de atendimentos presenciais devem alargar o conjunto de centros nos quais irão monitorizar, no ano seguinte, o indicador relativo ao tempo de espera.

O quadro 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.

Número total de atendimentos presenciais por cada mil clientes

	2016
A Celer	884
A E. Moreira de Cónegos	0
A Lord	2 271
C. E. de Loureiro	886
C. E. de Vilarinho	1 530
C. E. S. Simão de Novais	758
C. P. de Valongo do Vouga	1 066
CEVE	553
Cooproriz	131
Ecochoice	0
EDA	1 596
EDP Comercial	326
EDP Distribuição	69
EDP Serviço Universal	241
EEM	1 485
Elergone	0
Elygas Power	514
Endesa	259
Galp Power	1 815
Goldenergy	475
Iberdrola	359
J. F. de Cortes do Meio	2 380
JAF Plus	0
Rolear Viva	368
Total Geral	**277**

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

A percentagem global de atendimentos cujo tempo de espera foi alvo de monitorização foi superior a 40%.

4.4 ATENDIMENTO TELEFÓNICO COMERCIAL

ENQUADRAMENTO

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

CARACTERIZAÇÃO

Importa, na análise do desempenho das empresas, ter em consideração o volume total de chamadas de âmbito comercial tratadas por cada empresa. No quadro seguinte é possível perceber as diferenças nos volumes de chamadas recebidas no atendimento telefónico comercial, por cada empresa, em 2016.

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

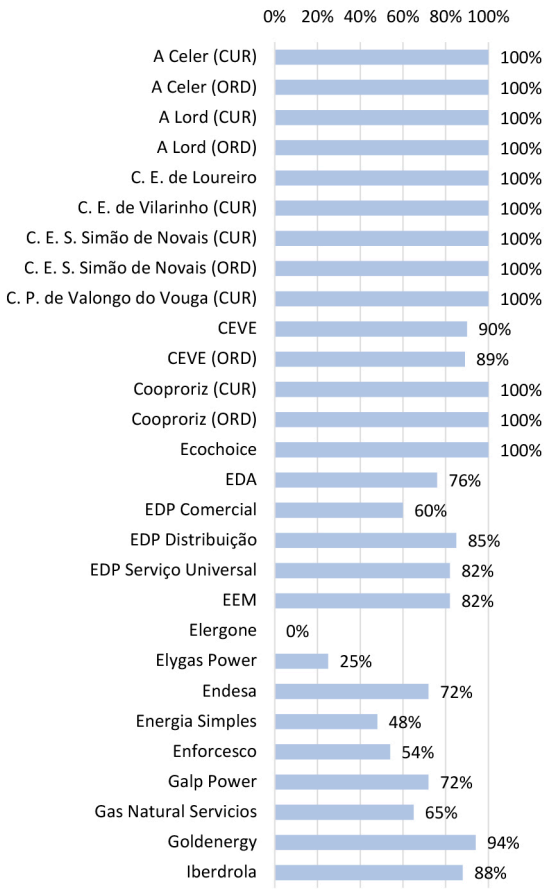
Número de chamadas telefónicas de âmbito comercial, incluindo desistências

	2016
A Celer (CUR)	210
A Celer (ORD)	89
A Lord (CUR)	1 663
A Lord (ORD)	1 015
Audax	14 420
C. E. de Loureiro	972
C. E. de Vilarinho (CUR)	956
C. E. de Vilarinho (ORD)	0
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	514
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	180
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	5
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0
CEVE (CUR)	2 502
CEVE (ORD)	2 505
Cooproriz (CUR)	1 027
Cooproriz (ORD)	39
Ecochoice	17
EDA	58 690
EDP Comercial	5 228 790
EDP Distribuição	944 190
EDP Serviço Universal	915 161
EEM	62 159
Elergone	2
Elygas Power	8 046
Endesa	845 395
Energia Simples	10 783
Enforcesco	10 558
Fortia	0
Galp Power	963 523
Gas Natural Servicios	191 864
Goldenergy	249 696
Iberdrola	175 630
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
JAF Plus	35
Lógica Energy	0
Rolear Viva	27
Total Geral	**9 690 663**

A EDP Comercial, a Endesa, a Galp Power e a Goldenergy informaram que os atendimentos reportados correspondem quer a clientes de eletricidade quer a clientes duais ou de gás natural. A C. E. do Loureiro não distinguia, até dezembro de 2016, entre atendimentos do âmbito do ORD e atendimentos do âmbito do CUR.

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. Não são apresentadas as empresas que reportaram não terem tido ocorrências.

Percentagem de chamadas telefónicas de âmbito comercial com tempo de espera até 60 segundos, em 2016



O quadro 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 como CUR simultaneamente, os valores apresentados não distinguem a atividade.

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

	2016
A Celer	36
A Lord	301
Audax	2 161
C. E. de Loureiro	473
C. E. de Vilarinho	625
C. E. S. Simão de Novais	105
C. P. de Valongo do Vouga	2
CEVE	280
Cooproriz	284
Ecochoice	354
EDA	479
EDP Comercial	1 339
EDP Distribuição	155
EDP Serviço Universal	654
EEM	451
Elergone	8
Elygas Power	11 955
Endesa	5 060
Energia Simples	1 754
Enforcesco	1 092
Galp Power	3 640
Gas Natural Servicios	4 999
Goldenergy	3 120
Iberdrola	1 749
JAF Plus	278
Rolear Viva	1 421
Total Geral	**782**

O quadro seguinte apresenta o tempo médio de espera e a percentagem de desistências[3], em 2016, 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 2015 e 2014.

Tempo médio de espera e desistências no atendimento telefónico de âmbito comercial, em 2016

	Tempo médio de espera (segundos)	Desistências (%)
A Celer (CUR)	21	0%
A Celer (ORD)	21	0%
A Lord (CUR)	45	0%
A Lord (ORD)	44	0%
Audax	ND	5%
C. E. de Loureiro	15	4%
C. E. de Vilarinho (CUR)	ND	0%
C. E. de Vilarinho (ORD)	ND	0%
C. E. S. Simão de Novais (CUR)	12	0%
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	11	0%
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	1	0%
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	ND	0%
CEVE (CUR)	18	6%
CEVE (ORD)	18	5%
Cooproriz (CUR)	ND	0%
Cooproriz (ORD)	ND	0%
Ecochoice	6	0%
EDA	ND	7%
EDP Comercial	68	13%
EDP Distribuição	28	4%
EDP Serviço Universal	35	5%
EEM	ND	9%
Elergone	ND	0%
Endesa	3	3%
Energia Simples	24	57%
Enforcesco	2	16%
Fortia	ND	0%
Galp Power	46	8%
Gas Natural Servicios	15	34%
Goldenergy	51	5%
Iberdrola	16	4%
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	ND	0%
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	ND	0%
Lógica Energy	ND	0%
Rolear Viva	ND	0%

Legenda: ND – Não disponível.
Notas: Os dados da Elygas Power não permitem calcular estes valores.

[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 2016, uma diminuição de 14% neste tipo de contactos, face a 2015.

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

	2016
EDA	967
EDP Comercial	100 250
EDP Distribuição	10 318
EDP Serviço Universal	9 007
EEM	393
Endesa	28 347
Galp Power	24 611
Goldenergy	5 385
Iberdrola	597
Total Geral	**179 875**

No quadro 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 no quadro melhoraram ou mantiveram o cumprimento dos prazos face a 2015, com exceção da EEM e da Endesa. A Goldenergy não reportou estes dados em 2015 pelo que não é possível avaliar a sua evolução. Nos tempos médios destaca-se positivamente a EDA.

Contactos posteriores dentro do prazo e tempo médio até contacto, em 2016

	Contactos posteriores dentro do prazo (%)	Tempo médio até contacto posterior (dias úteis)
EDA	100%	0,05
EDP Comercial	99%	1,1
EDP Distribuição	100%	1,0
EDP Serviço Universal	100%	1,0
EEM	50%	2,5
Endesa	55%	2,5
Galp Power	100%	2,2
Goldenergy	99%	1,7
Iberdrola	100%	1,0

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os melhores desempenhos, quanto ao indicador geral do atendimento telefónico comercial, verificam-se nos ORD e CUR exclusivamente em BT. A grande maioria das empresas tem uma percentagem baixa de desistências e os valores mais frequentes do tempo de espera estão entre os 10 e os 40 segundos, à semelhança de 2015 e 2014.

No que concerne ao cumprimento do regime jurídico dos *call centres*, verifica-se, de um modo geral, uma melhoria, em relação a 2015, 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. Os comercializadores também podem assumir esta obrigação.

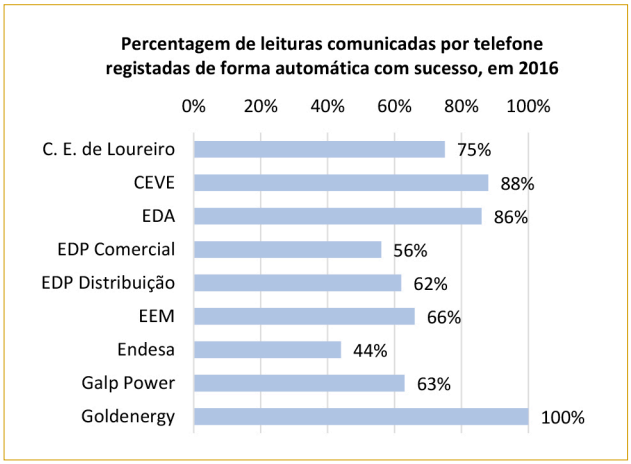
A utilização dos sistemas de atendimento telefónico para comunicação de leituras não deve ter custos para o cliente.

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.

Ao contrário do que sucede em AT, MT e BTE, a telecontagem não é obrigatória na BTN, sem prejuízo de alguns ORD a utilizarem para recolha de leituras, para uma parte ou mesmo para a totalidade, do seu parque de contadores em BTN.

CARACTERIZAÇÃO

Quanto à receção automática de leituras, existem quatro comercializadores que disponibilizam diretamente este serviço: Goldenergy, Endesa, EDP Comercial e Galp Power. Os dados apresentados por estas três últimas empresas não distinguem clientes do setor elétrico de clientes do setor do gás natural ou clientes com produtos duais. 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.



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

	2016
A Celer	37
A Lord	4 253
C. E. de Loureiro	4
C. E. S. Simão de Novais	360
C. P. de Valongo do Vouga	76
CEVE	1 835
EDA	196 474
EDP Comercial	6 248 417
EDP Distribuição	3 641 892
EEM	69 123
Endesa	227 537
Galp Power	1 141 352
Goldenergy	150 083
Total Geral	**11 681 443**

No quadro seguinte 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 nos anos anteriores, a Galp Power por apresentar o valor mais elevado, muito superior a todos os outros.

Número de chamadas telefónicas para comunicação de leituras por mil clientes

	2016
A Celer	9
A Lord	957
C. E. de Loureiro	2
C. E. S. Simão de Novais	109
C. P. de Valongo do Vouga	35
CEVE	205
EDA	802
EDP Comercial	1 600
EDP Distribuição	596
EEM	251
Endesa	1 362
Galp Power	4 312
Goldenergy	1 875
Total Geral	**1 055**

RECEÇÃO DE LEITURAS POR TELECONTAGEM

A Cooproriz, A Celer e a C. E. de Vilarinho, ORD que operam exclusivamente em BT, informaram que têm sistemas de telecontagem que realizam todos os meses a recolha de todas as leituras, remotamente.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

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. Os comercializadores também podem assumir esta obrigação.

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

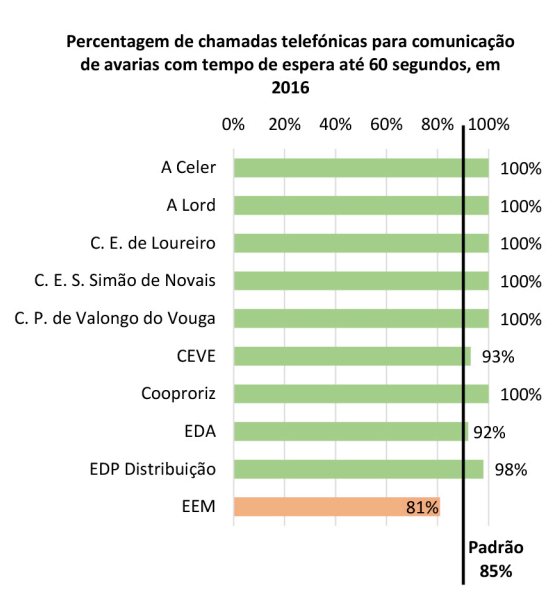
Este serviço é avaliado através de um indicador geral, relativo ao tempo de espera, que consiste no quociente entre o número de chamadas (para comunicação de avarias) com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas de comunicação de avarias, não incluindo as desistências antes dos 60 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 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 e a J. F. de Cortes do Meio reportaram não terem tido ocorrências.

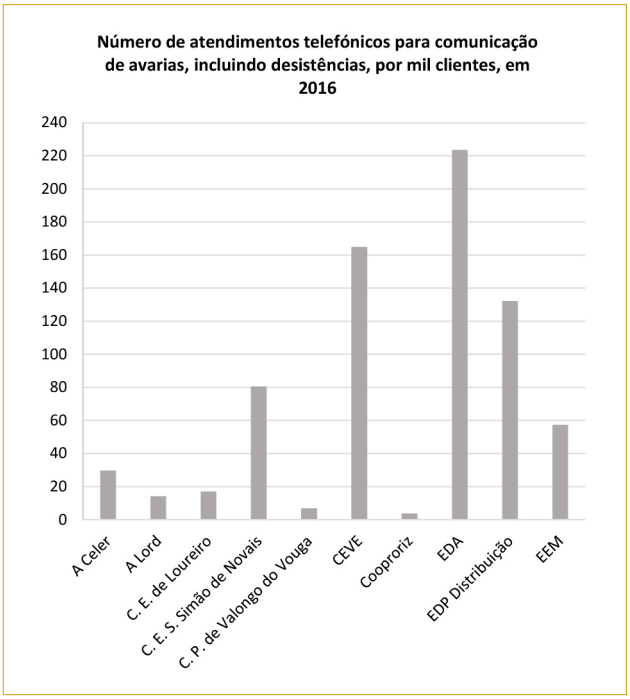
Todas as empresas que reportaram informação cumpriram o padrão do indicador geral, à exceção da EEM. A empresa justificou o incumprimento pelo facto de terem ocorrido eventos excecionais, os quais envolvem um número elevado de chamadas face aos recursos disponíveis bem como à dimensão do centro de atendimento telefónico.

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

	2016
A Celer	123
A Lord	63
C. E. de Loureiro	35
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	265
C. P. de Valongo do Vouga	15
CEVE	1 475
Cooproriz	7
EDA	27 396
EDP Distribuição	806 986
EEM	7 891
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	**844 256**

No gráfico seguinte são apresentadas, 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 CEVE e da EDP Distribuição se destacam por serem os mais elevados do conjunto, à semelhança do ocorrido em 2015, tendo estes valores aumentado em 2016.



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As empresas, com exceção da EEM, 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 CEVE e a EDP Distribuição 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

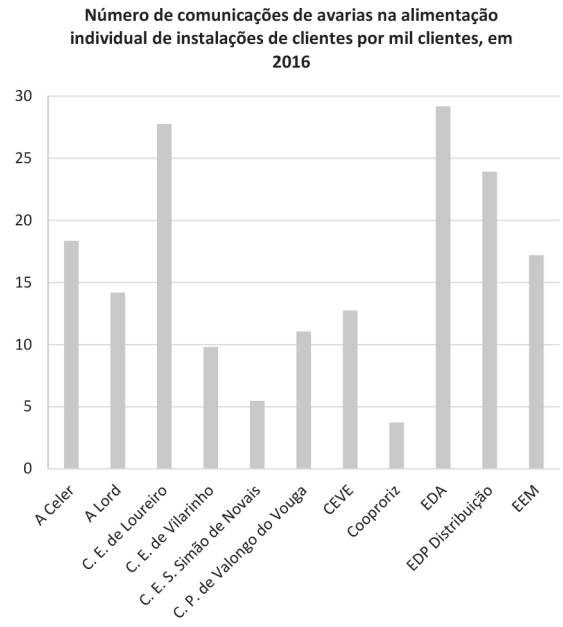
O quadro abaixo contém, para cada empresa, os totais anuais das comunicações de avarias relativas a alimentações individuais de instalações de clientes.

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

	2016
A Celer	76
A Lord	63
C. E. de Loureiro	57
C. E. de Vilarinho	15
C. E. S. Simão de Novais	18
C. P. de Valongo do Vouga	24
CEVE	114
Cooproriz	7
EDA	3 575
EDP Distribuição	146 038
EEM	2 369
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	**152 356**

O número de comunicações de avarias na alimentação individual dos clientes diminuiu 25% em 2016. Em 2015 essa diminuição foi de 20% face a 2014. O número de assistências técnicas, isto é, situações que originaram a deslocação do ORD à instalação individual do cliente, diminuiu apenas 7,8% face a 2015. Em 2016, 94% das comunicações de avaria neste contexto deram origem a uma deslocação do ORD. Em 2015 este valor foi de 65%.

No gráfico seguinte podem observar-se os números de comunicações de avarias por cada mil clientes.



No que respeita aos incumprimentos, a EEM registou um valor de 29,9 incumprimentos por cada mil assistências técnicas, tendo a EDA reportado um valor de 16,1 e a EDP Distribuição um valor de 1,5. Globalmente, o número anual de incumprimentos (2,3 por cada mil assistências) continua a ser muito reduzido quando comparado com o total de assistências técnicas realizadas. Em 2015 este valor foi de 3 incumprimentos por cada 1000 assistências técnicas e em 2014 foi de 6.

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.

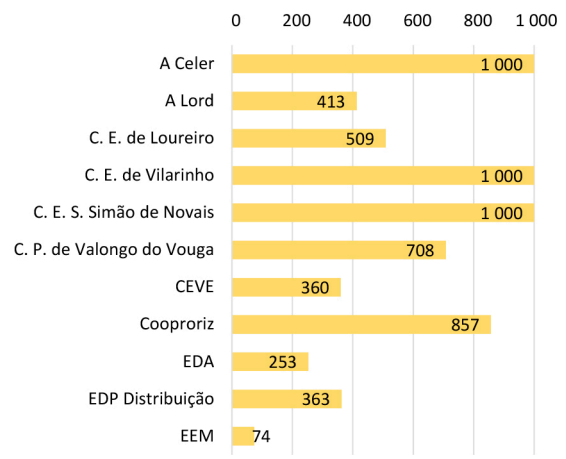
Número de incumprimentos dos ORD dos prazos para início de assistência técnica a avarias e de compensações pagas a clientes, em 2016

	Incumprimentos	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	0	0
Cooproriz	0	0
EDA	48	20
EDP Distribuição	211	206
EEM	65	42
J. F. de Cortes do Meio	0	0
Total Geral	**324**	**268**

O número total de incumprimentos dos ORD diminuiu face a 2015 (404 incumprimentos) e 2014 (805 incumprimentos). O pagamento atempado das compensações devidas registou um ligeiro aumento, uma vez que as compensações por pagar no final de 2016 representam 17% do total, face a 30% em 2015. 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 gráfico abaixo mostra o número de avarias cuja responsabilidade se apurou não ser do ORD por cada mil clientes.



Globalmente, as situações em que a avaria se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade representaram 36% das assistências técnicas, um aumento de 1 ponto percentual em comparação com 2015.

Foram cobradas 88% das compensações devidas pelos clientes, um aumento face a 2015 (86%). 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 se apurou não ser do ORD e compensações cobradas a clientes, em 2016

	Assistências a avarias cuja responsabilidade não é do ORD	Compensações pagas por clientes ao ORD
A Celer	76	33
A Lord	26	0
C. E. de Loureiro	29	0
C. E. de Vilarinho	15	0
C. E. S. Simão de Novais	18	17
C. P. de Valongo do Vouga	17	0
CEVE	41	0
Cooproriz	6	0
EDA	757	755
EDP Distribuição	49 860	43 963
EEM	161	125
Total Geral	**51 006**	**44 893**

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 2016

	Chegada ao local (min)	Reparação de avarias (min)
A Celer	11	32
A Lord	47	39
C. E. de Loureiro	20	40
C. E. de Vilarinho	31	24
C. E. S. Simão de Novais	19	33
C. P. de Valongo do Vouga	11	13
CEVE	10	88
Cooproriz	15	64
EDA	42	24
EDP Distribuição	68	20
EEM	77	34

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 tempo exigidos regulamentarmente. Globalmente o tempo médio de chegada aos locais foi de 67 minutos e o tempo médio de reparações foi de 21 minutos.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Registou-se uma diminuição do número global de incumprimentos face a 2015. Da mesma forma, o pagamento e a cobrança das compensações devidas melhorou.

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

4.8 VISITA COMBINADA

ENQUADRAMENTO

Existem operações[4] 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 comercializadores.

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

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.

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

CARACTERIZAÇÃO

ORD

O número de agendamentos de visitas combinadas reportados pelos ORD em 2016 subiu 4% face a 2015.

O quadro seguinte apresenta os valores anuais de visitas agendadas com os ORD em 2016.

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

	2016
A Celer	23
A Lord	71
C. E. de Loureiro	11
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	19
C. P. de Valongo do Vouga	0
CEVE	634
Cooproriz	2
EDA	334
EDP Distribuição	1 013 652
EEM	9 717
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	**1 024 463**

O quadro 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

	2016
A Celer	6
A Lord	16
C. E. de Loureiro	5
C. E. S. Simão de Novais	6
CEVE	71
Cooproriz	1
EDA	3
EDP Distribuição	166
EEM	71
Total Geral	**160**

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

ORD - Número de incumprimentos do intervalo para início da visita combinada, de compensações pagas a clientes e de exclusões justificadas do pagamento de compensações, em 2016

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes	Exclusões justificadas do pagamento de compensações
A Celer	0	0	0
A Lord	0	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0
CEVE	0	0	0
Cooproriz	0	0	0
EDA	6	5	0
EDP Distribuição	3 523	1 555	476
EEM	1 154	87	284
Total Geral	**4 683**	**1 647**	**760**

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 18 para a EDA, 4 para a EDP Distribuição e de 90 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 2016

	Visitas não realizadas por ausência do cliente	Compensações cobradas a clientes
A Celer	0	0
A Lord	0	0
C. E. de Loureiro	5	1
C. E. S. Simão de Novais	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz	0	0
EDA	5	5
EDP Distribuição	147	684
EEM	807	0
Total Geral	**964**	**690**

Globalmente houve, em 2016, 9,7 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 e que o registo das ausências de clientes se encontra em processo de análise e aperfeiçoamento. A empresa confirmou que o número de compensações está correto, sendo a sua cobrança efetuada somente quando não existem dúvidas sobre o incumprimento por parte dos clientes. Havendo a mínima dúvida sobre a ausência dos clientes durante o período agendado para a visita combinada, o critério seguido é o de não cobrar compensações aos clientes.

COMERCIALIZADORES

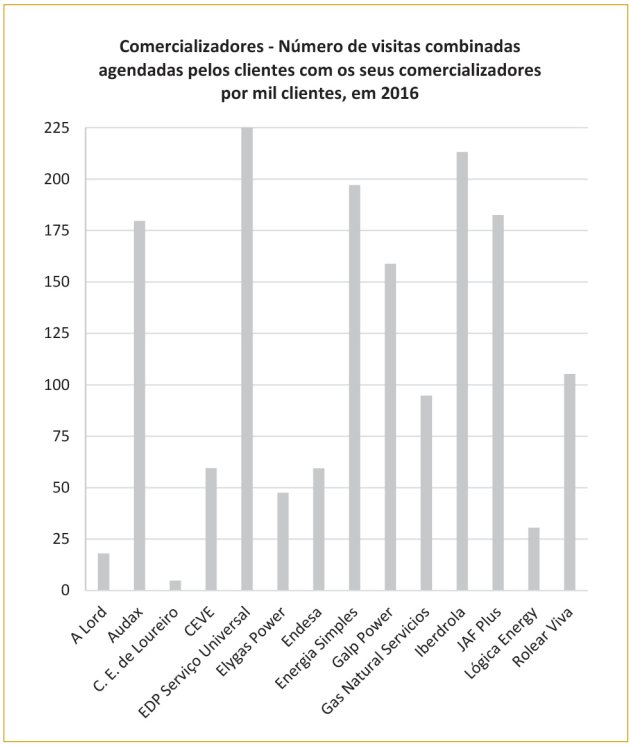
Continuam a verificar-se, à semelhança dos dois últimos anos, algumas lacunas nos dados enviados. Como consequência existe uma diferença substancial entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas combinadas reportadas pelos comercializadores. O quadro seguinte apresenta os totais de visitas agendadas pelos clientes junto dos seus comercializadores, de acordo com os reportes destes.

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

	2016
A Celer	0
A Lord	80
Audax	1 199
C. E. de Loureiro	10
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	0
C. P. de Valongo do Vouga	0
CEVE	532
Cooproriz	0
Ecochoice	0
EDP Serviço Universal	332 950
Elergone	0
Elygas Power	32
Endesa	9 932
Energia Simples	1 212
Fortia	0
Galp Power	42 040
Gas Natural Servicios	3 636
Goldenergy	0
Iberdrola	21 408
J. F. de Cortes do Meio	0
JAF Plus	23
Lógica Energy	9
Rolear Viva	2
Total Geral	**413 065**

Notas: A EDP Comercial, a Enforcesco e a Goldenergy reportaram não dispor ainda desta informação.

O gráfico seguinte apresenta o número de visitas agendadas junto dos comercializadores, por cada mil clientes, de forma a facilitar a comparação entre empresas. Apenas são incluídas as empresas que reportaram terem agendado visitas combinadas.



Para a análise dos incumprimentos dos intervalos acordados para início de visitas combinadas, o quadro seguinte apresenta os números de incumprimentos reportados pelos comercializadores, bem como os números de compensações pagas a clientes. A EDP Serviço Universal e a Iberdrola informaram que os dados que reportam são os que resultam da informação fornecida pelo ORD, estando ainda em análise os dados que originam os valores de incumprimentos reportados por estas empresas.

Comercializadores - Número de incumprimentos do intervalo para início da visita combinada e de compensações pagas a clientes, em 2016

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes
A Celer	0	0
A Lord	0	0
Audax	139	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	0	0
Cooproriz	0	0
Ecochoice	0	0
EDP Serviço Universal	616	568
Elergone	0	0
Endesa	313	0
Fortia	0	0
Iberdrola	6 262	22
J. F. de Cortes do Meio	0	0
JAF Plus	0	0
Lógica Energy	0	0
Rolear Viva	0	0
Total Geral	**7 330**	**590**

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

Os incumprimentos dos comercializadores em 2016, por cada mil visitas combinadas, foram 116 na Audax, 2 na EDP Serviço Universal, 32 na Endesa e 293 na Iberdrola.

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

Comercializadores - Número de visitas combinadas não realizadas por ausência do cliente e de compensações cobradas a clientes, em 2016

	Visitas não realizadas por ausência do cliente	Compensações cobradas a clientes
A Celer	0	0
A Lord	0	0
Audax	91	0
C. E. de Loureiro	5	1
C. E. de Vilarinho	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0
C. P. de Valongo do Vouga	0	0
CEVE	0	0
Cooproriz	0	0
EDP Serviço Universal	67	158
Elergone	0	0
Endesa	2 829	0
Fortia	0	0
Galp Power	5 162	0
Gas Natural Servicios	0	0
Iberdrola	2 798	21
J. F. de Cortes do Meio	0	0
JAF Plus	4	0
Lógica Energy	0	0
Lusíada Energia	0	0
Total Geral	**10 956**	**180**

Notas: ver quadro anterior.

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

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O número de visitas combinadas reportadas pelos ORD em 2016 subiu 4% face a 2015.

Globalmente, e com base no reporte dos ORD, 2016 teve 9,7 incumprimentos dos clientes por cada 10 mil agendamentos.

Continuam a verificar-se ainda lacunas nos dados reportados pelos comercializadores, resultando numa diferença substancial entre o total de visitas combinadas reportadas pelos ORD e o total de visitas combinadas reportadas pelos comercializadores.

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.

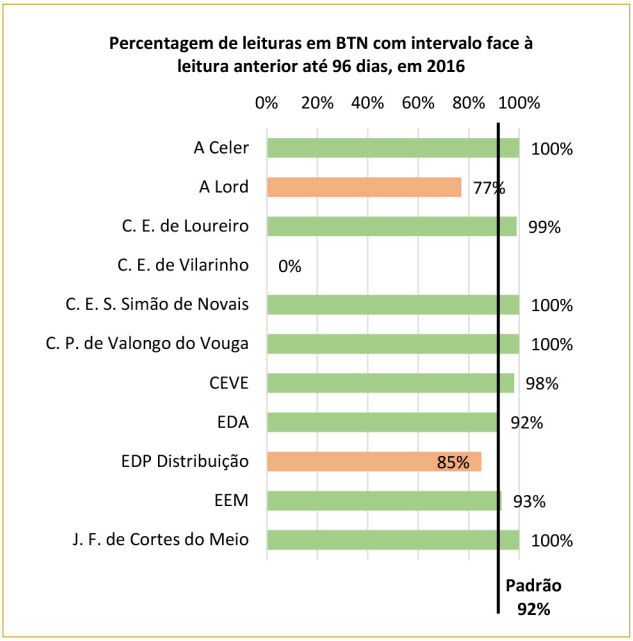
É aplicável a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da acessibilidade, e toma em consideração quer as leituras diretas dos ORD quer as comunicadas pelos clientes.

Não é feita distinção entre leituras comunicadas por telecontagem e leituras recolhidas manualmente.

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.



Verifica-se que A Lord, a C. E. de Vilarinho e a EDP Distribuição não cumpriram o padrão.

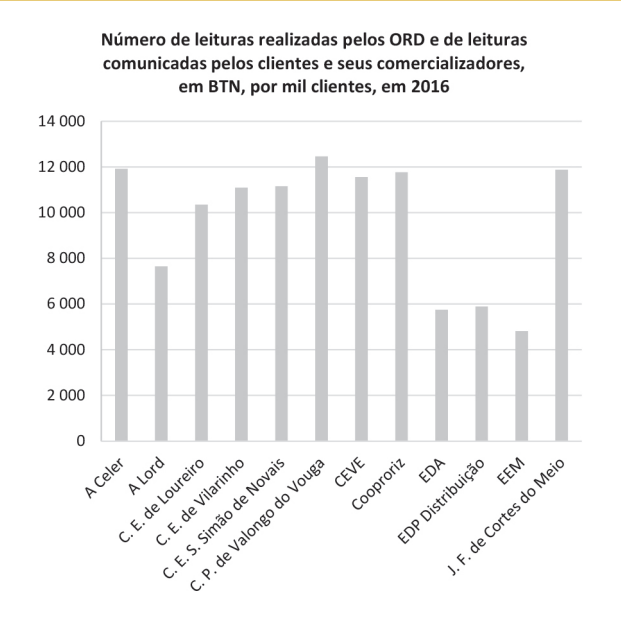
Tal como nos anos anteriores, a análise da proporção de leituras dos ORD, leituras dos clientes (ou dos respetivos comercializadores) e estimativas, visível no quadro seguinte, mostra que, de uma forma geral, os ORD de menor dimensão[5] têm maior facilidade de serem os próprios a recolher a maior parte das leituras e menor necessidade de utilizar estimativas para a faturação.

Percentagem de leituras realizadas pelos ORD, de leituras fornecidas pelos clientes e seus comercializadores e de estimativas utilizadas para faturação, em BTN, em 2016

	Leituras ORD	Leituras de clientes	Estimativas
A Celer	99%	0%	1%
A Lord	49%	11%	40%
C. E. de Loureiro	86%	1%	13%
C. E. de Vilarinho	93%	0%	7%
C. E. S. Simão de Novais	89%	4%	7%
C. P. de Valongo do Vouga	97%	1%	2%
CEVE	94%	1%	4%
Cooproriz	98%	0%	2%
EDA	30%	16%	55%
EDP Distribuição	29%	12%	60%
EEM	29%	9%	62%
J. F. de Cortes do Meio	100%	0%	0%

O número de leituras efetuadas em 2016 foi de 37,7 milhões, mantendo a tendência de aumento verificada nos três últimos anos. O número de estimativas também aumentou, passando de 54 milhões em 2015 para 55 milhões em 2016.

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



Verifica-se, à semelhança dos anos anteriores, que a EDA, a EDP Distribuição e a EEM (os ORD de maiores dimensões) se destacam dos restantes por terem números mais reduzidos de leituras por cada mil clientes, indicando maior dificuldade em realizar e obter leituras com maior frequência.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

A informação recolhida em 2016 vem confirmar as conclusões dos anos anteriores, 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.

[5] Ver o capítulo "Breve caracterização do sistema nacional de eletricidade".

4.10 RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO 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 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 RQS fixa 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.

CARACTERIZAÇÃO

OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta os totais de 2016, por ORD, de solicitações de restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, recebidas pelos ORD.

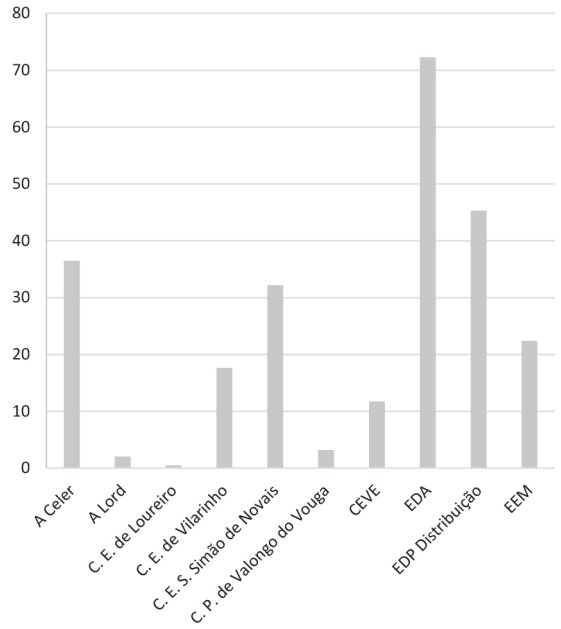
ORD - Número de solicitações para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

	2016
A Celer	151
A Lord	9
C. E. de Loureiro	1
C. E. de Vilarinho	27
C. E. S. Simão de Novais	106
C. P. de Valongo do Vouga	7
CEVE	105
Cooproriz	0
EDA	8 855
EDP Distribuição	276 651
EEM	3 083
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	**288 995**

A EDP Distribuição informou, adicionalmente, que 12 320 dos restabelecimentos solicitados não foram realizados por motivos que não lhe são imputáveis.

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 2016



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, o número de compensações pagas aos clientes e o número de exclusões de pagamento de compensações devidas a situações em que os clientes afetados não permitiram ao prestador de serviço as ações necessárias ao cumprimento das obrigações relativas a esta matéria.

ORD - Número de incumprimentos dos prazos de restabelecimento, de compensações pagas a clientes e de exclusões justificadas do pagamento de compensações, em 2016

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes	Exclusões justificadas do pagamento de compensações
A Celer	0	0	0
A Lord	0	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0
C. P. de Valongo do Vouga	0	0	0
CEVE	0	0	0
EDA	3	3	0
EDP Distribuição	2 300	1 654	613
EEM	12	8	0
Total Geral	**2 315**	**1 665**	**613**

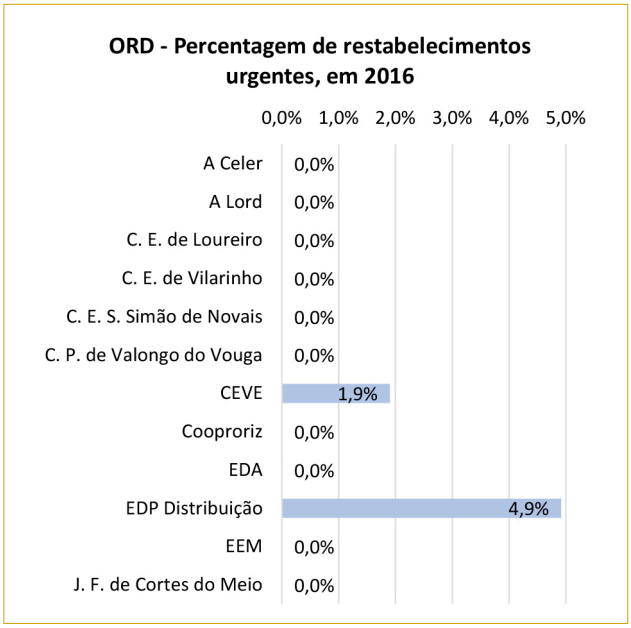
O número de incumprimentos dos prazos estabelecidos por cada mil restabelecimentos foi de 0,3 na EDA, 8 na EDP Distribuição e 4 na EEM.

Globalmente, o número destes incumprimentos foi 8,3 por cada mil restabelecimentos, uma melhoria face ao valor de 2015 (11 por cada mil).

Foram realizados 276 247 restabelecimentos em 2016, uma redução de 11% face ao valor de 2015.

Verificou-se, em 2016, a solicitação de restabelecimento do fornecimento de 81% das interrupções realizadas. Este valor em 2013 foi de 75%, 77% em 2014 e 79% em 2015.

No que concerne aos restabelecimentos urgentes, o gráfico seguinte apresenta a proporção destes face ao total de restabelecimentos, por ORD.



Globalmente, os clientes solicitaram restabelecimento urgente do fornecimento em 4,7% das situações, valor que em 2015 foi de 4,6%.

COMERCIALIZADORES

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

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

	2016
A Celer	151
A Lord	9
Audax	1 757
C. E. de Loureiro	1
C. E. de Vilarinho	27
C. E. S. Simão de Novais	106
C. P. de Valongo do Vouga	7
CEVE	104
Cooproriz	0
Ecochoice	0
EDP Comercial	213 286
EDP Serviço Universal	76 454
Elergone	0
Elygas Power	49
Energia Simples	45
Enforcesco	129
Fortia	0
Gas Natural Servicios	6 090
Goldenergy	3 763
Iberdrola	2 886
J. F. de Cortes do Meio	0
JAF Plus	0
Lógica Energy	0
Rolear Viva	0
Total Geral	**304 864**

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

Os comercializadores reportaram mais solicitações de restabelecimentos do que as comunicadas aos ORD. Esta diferença está em análise e poderá dever-se a erros de registo, anulamentos de solicitações antes de serem comunicadas aos ORD ou a diferentes procedimentos utilizados pelas empresas nos registos destes dados.

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

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

	2016
A Celer	36
A Lord	2
Audax	263
C. E. de Loureiro	0
C. E. de Vilarinho	18
C. E. S. Simão de Novais	32
C. P. de Valongo do Vouga	3
CEVE	12
EDP Comercial	55
EDP Serviço Universal	55
Elygas Power	73
Energia Simples	7
Enforcesco	13
Gas Natural Servicios	159
Goldenergy	47
Iberdrola	29
Total Geral	**55**

Notas: ver notas do quadro.

No que respeita aos incumprimentos, o quadro seguinte apresenta o número, por comercializador, de situações em que as empresas não respeitaram os prazos máximos estabelecidos, o número de compensações pagas aos clientes e o número de exclusões de pagamento de compensações devidas a situações em que os clientes afetados não permitiram ao prestador de serviço as ações necessárias ao cumprimento das obrigações relativas a esta matéria.

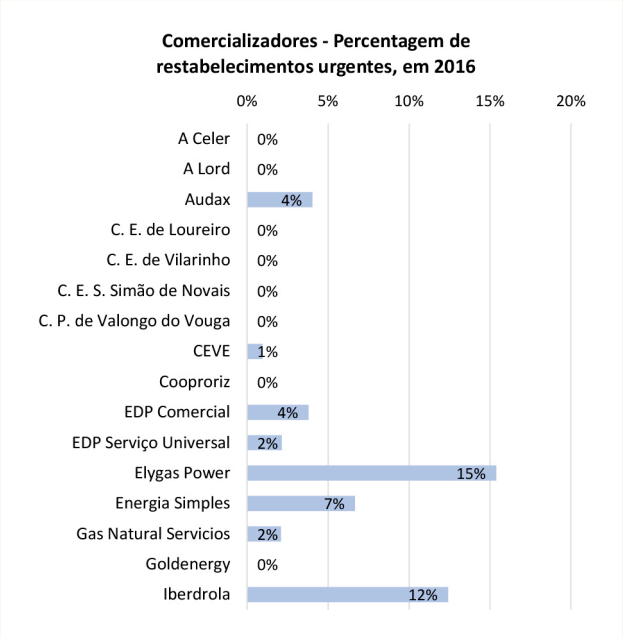
Comercializadores - Número de incumprimentos dos prazos de restabelecimento, de compensações pagas a clientes e de exclusões justificadas do pagamento de compensações, em 2016

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes	Exclusões justificadas do pagamento de compensações
A Celer	0	0	0
A Lord	0	0	0
Audax	1 103	38	0
C. E. de Loureiro	0	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais	0	0	0
C. P. de Valongo do Vouga	0	0	0
CEVE	0	0	0
Cooproriz	0	0	0
Ecochoice	0	0	0
EDP Comercial	67 043	1 029	0
EDP Serviço Universal	842	509	130
Elergone	0	0	0
Elygas Power	23	0	0
Endesa	0	0	0
Energia Simples	1	1	0
Enforcesco	15	0	ND
Fortia	0	0	0
Gas Natural Servicios	1	0	0
Goldenergy	6	0	0
Iberdrola	802	33	0
J. F. de Cortes do Meio	0	0	0
JAF Plus	0	0	0
Lógica Energy	0	0	0
Rolear Viva	0	0	0
Total Geral	**69 836**	**1 610**	**130**

Notas: A Endesa e a Galp Power não reportaram informação suficiente para calcular os incumprimentos.

Verifica-se a ocorrência de dificuldades por parte de dois dos comercializadores de maior dimensão 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.

Em relação aos restabelecimentos urgentes, as proporções destes face ao total de restabelecimentos realizados são visíveis no gráfico abaixo.



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

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

No que respeita aos ORD, o número de incumprimentos dos prazos destes restabelecimentos foi de 6,6 por cada mil restabelecimentos uma melhoria face ao valor de 2015 (11 por cada mil).

A proporção de solicitações de restabelecimento do fornecimento face ao número de interrupções aumentou, em 2016, para 81%. Este valor foi de 79% em 2015, 77% em 2014 e 75% em 2013.

O número de restabelecimentos efetuados diminuiu 11% face a 2015.

No âmbito dos comercializadores, verificou-se a ocorrência de dificuldades por parte de dois dos comercializadores de maior dimensão em fornecerem os dados obrigatórios para a verificação do cumprimento deste indicador individual e que existem atrasos no pagamento de compensações aos clientes.

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

Para os ORD e para 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 E COMERCIALIZADORES

O quadro seguinte apresenta o número de reclamações recebidas por empresa (só as que reportaram terem recebido reclamações).

Número de reclamações recebidas

	2016
A Lord (CUR)	3
A Lord (ORD)	6
Audax	1 196
C. E. de Loureiro	12
C. E. de Vilarinho	11
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	2
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	2
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	2
CEVE (CUR)	1
CEVE (ORD)	1
EDA	1 314
EDP Comercial	109 164
EDP Distribuição	46 050
EDP Serviço Universal	12 149
EEM	846
Elygas Power	513
Endesa	17 418
Energia Simples	1 096
Enforcesco	52
Galp Power	34 754
Gas Natural Servicios	5 852
Goldenergy	19 043
Iberdrola	14 921
JAF Plus	8
Lógica Energy	1
Total Geral	**264 417**

Notas: A C. E. S. Simão de Novais reportou não ter tido reclamações referentes à vertente CUR. A Celer, a Ecochoice, a Elergone, a Fortia e a J. F. de Cortes do Meio reportaram não terem recebido reclamações; a C. E. de Loureiro e a C. E. de Vilarinho não distinguiam, em 2016, entre reclamações para ORD e para CUR.

O número de reclamações por cada mil clientes, por empresa, é apresentado no quadro seguinte.

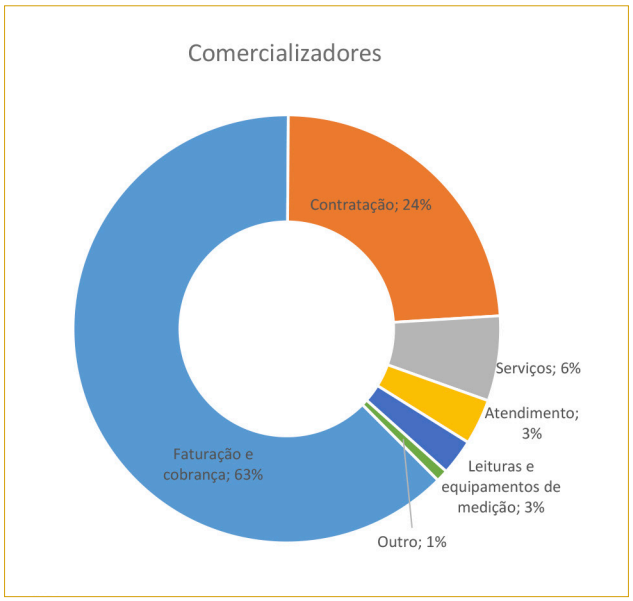
Número de reclamações recebidas por mil clientes

	2016
A Lord	1,0
Audax	179,2
C. E. de Loureiro	5,8
C. E. de Vilarinho	7,2
C. E. S. Simão de Novais	0,6
C. P. de Valongo do Vouga	0,9
CEVE	0,1
EDA	10,7
EDP Comercial	28,0
EDP Distribuição	7,5
EDP Serviço Universal	8,7
EEM	6,1
Elygas Power	762,3
Endesa	104,2
Energia Simples	178,3
Enforcesco	5,4
Galp Power	131,3
Gas Natural Servicios	152,5
Goldenergy	238,0
Iberdrola	148,6
JAF Plus	63,5
Lógica Energy	3,4
Total Geral	**21,4**

Notas: ver notas do quadro anterior.

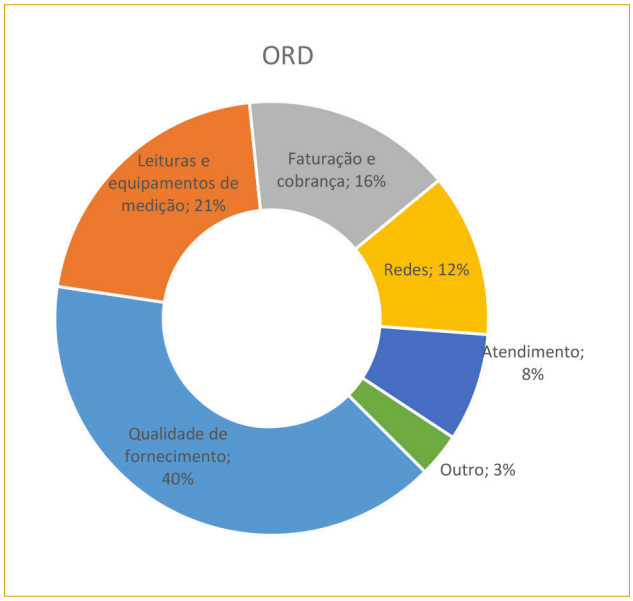
Destaca-se a Elygas Power pelo valor claramente acima dos restantes.

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



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 anterior.

O quadro seguinte apresenta os tempos médios de resposta a reclamações, por empresa (apenas as que reportaram este dado).

Tempo médio de resposta a reclamações, em dias úteis

	2016
A Lord (CUR)	2,0
A Lord (ORD)	1,8
Audax	3,4
C. E. de Loureiro	1,5
C. E. de Vilarinho	3,6
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	2,0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	9,0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	6,0
CEVE (CUR)	2,0
CEVE (ORD)	4,0
EDA	8,0
EDP Comercial	15,9
EDP Distribuição	7,6
EDP Serviço Universal	5,2
EEM	2,9
Endesa	16,8
Galp Power	10,0
Gas Natural Servicios	10,5
Goldenergy	20,0
Iberdrola	9,6
JAF Plus	2,0
Lógica Energy	0,0

Notas: A C. E. S. Simão de Novais reportou não ter tido reclamações referentes à vertente CUR. A Celer, a Ecochoice, a Elergone, a Fortia e a J. F. de Cortes do Meio reportaram não terem recebido reclamações; a C. E. de Loureiro e a C. E. de Vilarinho não distinguem entre reclamações para ORD e para CUR.

Globalmente, o tempo médio de resposta a reclamações foi de 13 dias úteis, valor superior ao de 2015 (8 dias úteis).

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 respondidas

	2016
Audax	31
EDA	49
EDP Comercial	5
EDP Distribuição	11
EDP Serviço Universal	5
Endesa	1
Galp Power	46
Iberdrola	11
Goldenergy	1

Destaca-se a elevada proporção da EDA e da Galp Power face às restantes empresas. No conjunto das empresas foram enviadas 10 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.

A Iberdrola informou que estabelece contratualmente que, em caso de incumprimento do prazo de resposta a reclamações, o valor de compensação que paga é de zero euros.

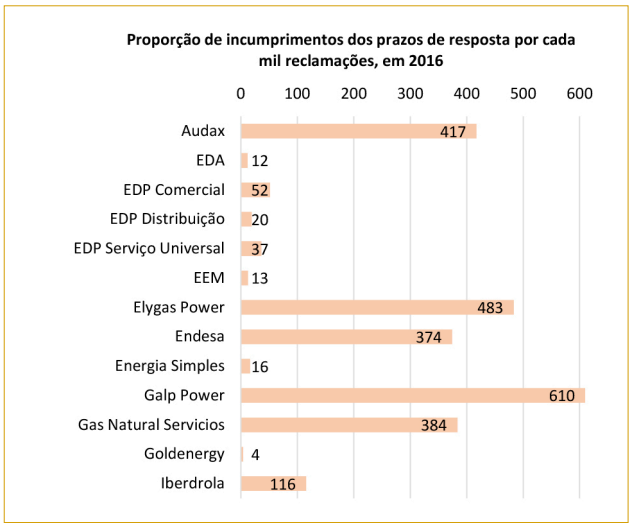
Número de incumprimentos dos prazos de resposta a reclamações e de compensações pagas a clientes, em 2016

	Incumprimentos	Compensações pagas a clientes	Exclusões justificadas de compensações
A Lord (CUR)	0	0	0
A Lord (ORD)	0	0	0
Audax	499	0	0
C. E. de Loureiro	0	0	0
C. E. de Vilarinho	0	0	0
C. E. S. Simão de Novais (ORD)	0	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	0	0	0
C. P. de Valongo do Vouga (ORD)	0	0	0
CEVE (CUR)	0	0	0
CEVE (ORD)	0	0	0
EDA	16	0	15
EDP Comercial	5 667	1 198	431
EDP Distribuição	901	888	13
EDP Serviço Universal	444	148	19
EEM	11	15	1
Elygas Power	248	0	0
Endesa	6 516	0	0
Energia Simples	18	9	ND
Enforcesco	0	0	0
Galp Power	21 189	13 887	0
Gas Natural Servicios	2 245	0	0
JAF Plus	0	0	0
Lógica Energy	0	0	0
Total Geral	**37 754**	**16 145**	**479**

Analisando o quadro, verifica-se que os comercializadores Audax, EDP Comercial, Elygas Power, Endesa e Gas Natural Servicios não pagaram as compensações devidas ou pagaram uma parte reduzida destas. No conjunto das empresas foram pagas 43% das compensações devidas. Os dados relativos a esta diferença estão em confirmação e análise à data de publicação deste relatório. De mencionar que ocorre sempre uma diferença entre o número de incumprimentos e o número de compensações pagas devido ao intervalo de 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 2016, 14% do número de reclamações recebidas, proporção inferior à registada em 2015.

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



Notas: ver quadro.

ORT

A REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), operador da rede de transporte, registou 63 reclamações em 2016 (117 em 2015), tendo respondido a todas. O tempo médio de resposta foi de 4 dias úteis (6 em 2015). O tema com maior número de reclamações diz respeito à assignação de banda extraordinária ou com troca de banda, seguido de "Instruções de despacho".

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O tempo médio de resposta a reclamações, para ORD e comercializadores, foi de 10 dias úteis (superior aos 8 dias úteis registados em 2015), o número de incumprimentos representou 14% do número de reclamações recebidas (inferior ao verificado em 2015) e foram pagas 43% das compensações devidas (15% em 2015). Os dados que indicam esta diferença estão em confirmação e análise à data de publicação deste relatório.

Foram enviadas 10 comunicações intercalares por cada 100 reclamações respondidas.

Os assuntos mais reclamados em 2016 são, tal como em 2015, a "faturação e cobrança", para os comercializadores, e a "qualidade do fornecimento", para os ORD. Para o ORT o mais reclamado está relacionado com a assignação de banda extraordinária ou com troca de banda.

4.12 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO

ENQUADRAMENTO

O ORT, os ORD 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 apresentados por escrito. 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 E COMERCIALIZADORES

O quadro seguinte apresenta os totais, por empresa, de pedidos de informação por escrito recebidos em 2016.

Número de pedidos de informação por escrito recebidos

	2016
A Celer (CUR)	0
A Celer (ORD)	0
A Lord (CUR)	15
A Lord (ORD)	0
Audax	280
C. E. de Loureiro	4
C. E. de Vilarinho (CUR)	5
C. E. de Vilarinho (ORD)	5
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)	0
CEVE (CUR)	0
CEVE (ORD)	0
Cooproriz (CUR)	0
Cooproriz (ORD)	0
Ecochoice	51
EDA	460
EDP Comercial	24 232
EDP Distribuição	34 338
EDP Serviço Universal	37 830
EEM	8 539
Elergone	10
Elygas Power	438
Endesa	13 703
Energia Simples	1 476
Enforcesco	6 076
Fortia	12
Galp Power	57 403
Gas Natural Servicios	27 563
Goldenergy	19 309
Iberdrola	11 660
J. F. de Cortes do Meio (CUR)	0
J. F. de Cortes do Meio (ORD)	0
JAF Plus	456
Lógica Energy	64
Rolear Viva	43
Total Geral	**243 984**

Notas: Dados da Ecochoice apenas do 4.º trimestre.

O número de pedidos de informação em 2016 diminuiu 10% face a 2015.

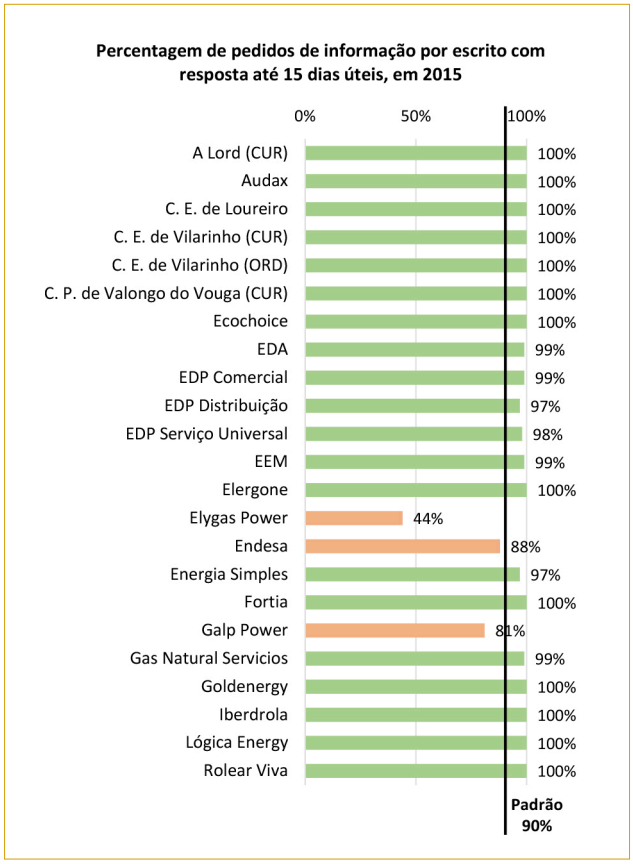
No quadro seguinte pode observar-se o número de pedidos de informação por escrito recebidos, por empresa, por cada mil clientes.

Número de pedidos de informação por escrito recebidos por mil clientes

	2016
A Lord	3
Audax	42
C. E. de Loureiro	2
C. E. de Vilarinho	3
C. P. de Valongo do Vouga	6
Ecochoice	1 063
EDA	4
EDP Comercial	6
EDP Distribuição	6
EDP Serviço Universal	27
EEM	62
Elergone	38
Elygas Power	651
Endesa	82
Energia Simples	240
Enforcesco	628
Fortia	3 000
Galp Power	217
Gas Natural Servicios	718
Goldenergy	241
Iberdrola	116
JAF Plus	3 619
Lógica Energy	218
Rolear Viva	2 263
Total Geral	**20**

Notas: ver quadro anterior.

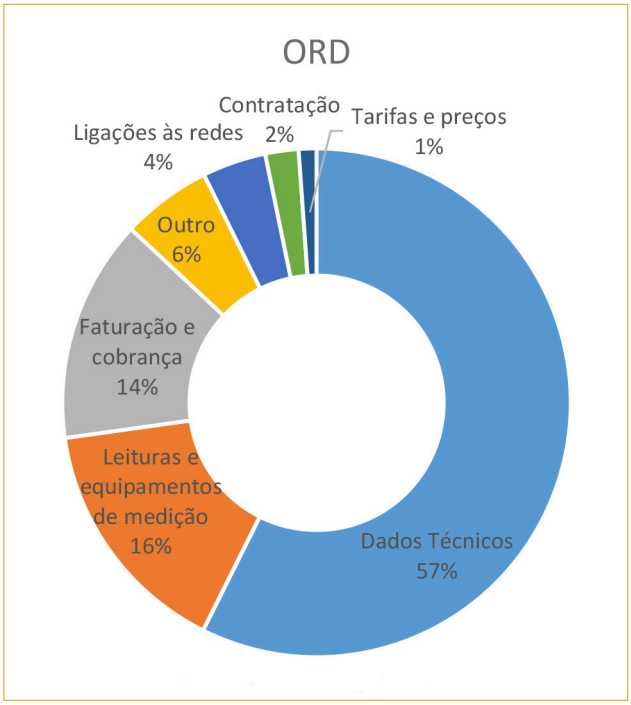
Quanto ao cumprimento do padrão do indicador geral relativo à resposta a pedidos de informação escritos, o gráfico seguinte permite avaliar o desempenho das empresas registado em 2016.

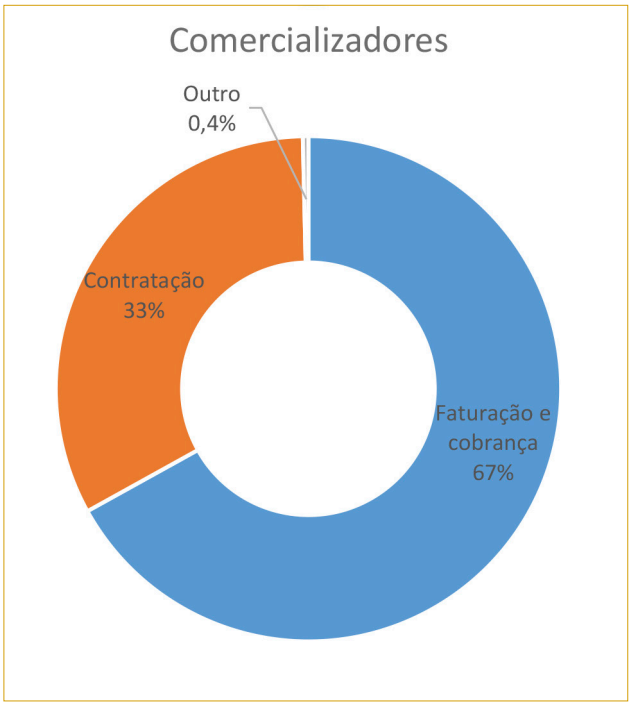


Notas: A C. E. de Loureiro não separou, em 2016, entre ORD e CUR. Os dados da JAF Plus não permitem calcular o indicador.

Das empresas que apresentaram informação completa à ERSE, três não cumpriram o padrão do indicador geral. A Galp Power não cumpriu o padrão mas melhorou em relação aos valores de 2015 (66%) e de 2014 (47%). Também a Endesa apresentou melhorias face a 2015 (76%).

Os principais temas dos pedidos de informação aos comercializadores foram a faturação e cobrança e a contratação. Nos ORD verifica-se uma maior dispersão dos temas. Os gráficos seguintes apresentam a proporção dos temas mais frequentes nos pedidos de informação por escrito, para os ORD e para os comercializadores.





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

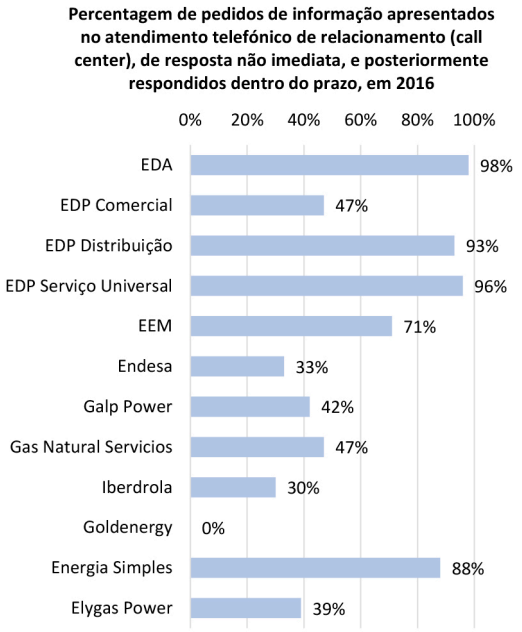
	2016
A Lord (CUR)	0,0
Audax	0,4
C. E. de Loureiro	2,5
C. E. de Vilarinho (CUR)	3,0
C. E. de Vilarinho (ORD)	3,0
C. P. de Valongo do Vouga (CUR)	2,2
Ecochoice	2,9
EDA	1,8
EDP Comercial	0,9
EDP Distribuição	3,2
EDP Serviço Universal	1,2
EEM	0,5
Elergone	3,9
Elygas Power	0,5
Endesa	6,2
Energia Simples	0,0
Enforcesco	0,0
Fortia	0,3
Galp Power	2,7
Gas Natural Servicios	0,3
Goldenergy	14,8
Iberdrola	1,1
JAF Plus	0,0
Lógica Energy	1,0
Rolear Viva	0,2

Notas: ver quadro

Globalmente, o tempos médio de resposta a pedidos de informação por escrito foi de 3 dias úteis (2 dias úteis em 2015).

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, conforme se pode observar no gráfico seguinte.



Notas: Os dados da Enforcesco não permitem avaliar o cumprimento desta obrigação.

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*)

	2016
EDA	43 057
EDP Comercial	1 816 132
EDP Distribuição	181 107
EDP Serviço Universal	482 196
EEM	13 196
Elygas Power	6 286
Endesa	290 996
Energia Simples	3 309
Enforcesco	8 911
Galp Power	262 148
Gas Natural Servicios	162 605
Goldenergy	90 035
Iberdrola	84 080
Total Geral	**3 444 058**

O número total deste tipo de pedido diminuiu 4% em relação a 2015.

ORT

A REN registou 79 pedidos de informação em 2015, tendo respondido a 78. O tempo médio de resposta foi de 3,3 dias úteis (9 dias úteis em 2015). O tema principal foi "Interruptibilidade" (50), seguido de assuntos relacionados com a liquidação e faturação (19) e "Contratação" (11).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Três 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. A ERSE recomenda às empresas que melhorem os seus desempenhos nesta matéria, tendo em consideração a importância da comunicação direta com os seus clientes.

Os temas mais solicitados foram "faturação e cobrança" para os comercializadores e "dados técnicos" para os ORD. No caso do ORT o tema principal foi "interruptibilidade".

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 de mudança de comercializador, como anteriormente.

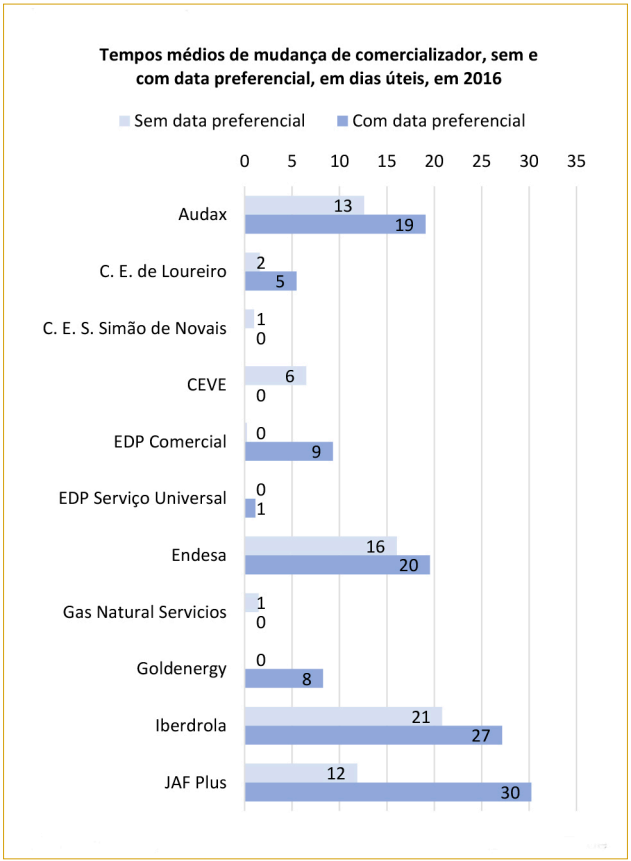
Assim, o desempenho dos comercializadores relativamente à mudança de comercializador é avaliado por dois indicadores gerais, baseados nos tempos médios dos processos de mudança efetivamente concretizados.

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 regulamento de relações comerciais (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.E de Vilarinho, a Cooproriz e a J. F. de Cortes do Meio reportaram não terem realizado mudanças de comercializador. A Enforcesco, e a Galp Power não reportaram informação suficiente.

Verifica-se que, das cooperativas que reportaram esta informação, apenas a C. E. de Loureiro realizou mudanças de comercializador com data preferencial. Destacam-se a JAF Plus, 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 5 dias úteis e com data preferencial é de 10 dias úteis.

A informação obtida pela ERSE no âmbito da monitorização do mercado liberalizado[6] não distingue entre mudanças com e sem data preferencial mas permite constatar que ocorreram, globalmente, 1,3 milhões de mudanças de comercializador em 2016.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base na informação reportada pelas empresas, o tempo médio, global, de mudança de comercializador sem data preferencial é de 3 dias úteis e com data preferencial é de 10 dias úteis.

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

4.14 SITUAÇÕES DE EXCLUSÃO DO PAGAMENTO DE COMPENSAÇÕES

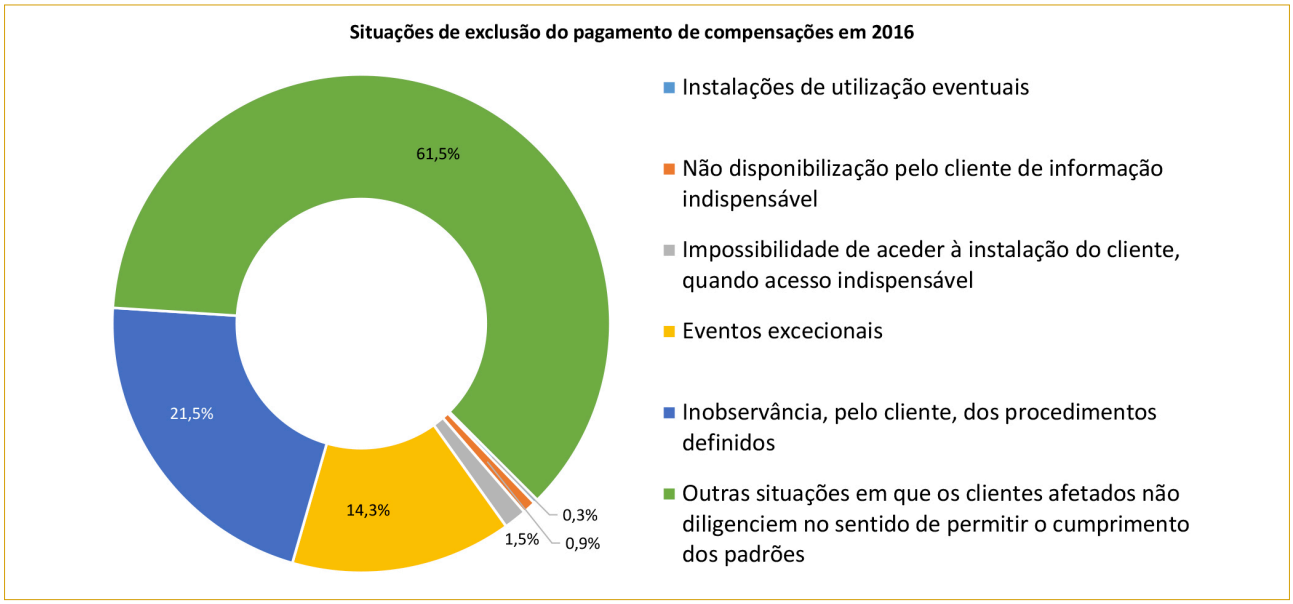
ENQUADRAMENTO

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 excecionais.
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

	2016
EDA	49
EDP Comercial	431
EDP Distribuição	1 102
EDP Serviço Universal	212
EEM	304
Total Geral	**2 098**

Em 2016 o número de exclusões de pagamento de compensações representou cerca de 5% do total de incumprimentos confirmados.

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 possam desenvolver ações que assegurem a estes clientes níveis de qualidade de serviço comercial adequados. A solicitação de registo é efetuada junto dos comercializadores, sendo voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente.

O desenvolvimento das referidas ações é um dever dos comercializadores, que devem adotar medidas para garantir a eficácia da comunicação e o direito à informação por parte de todos os clientes.

CARACTERIZAÇÃO

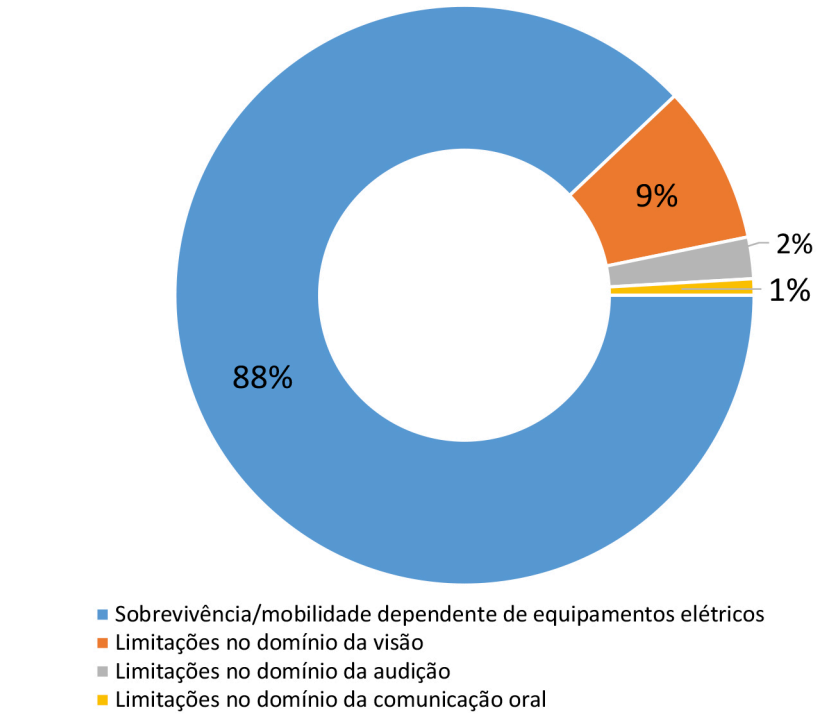
No quadro seguinte apresentam-se os totais, por ORD, de clientes com necessidades especiais no final de 2016.

ORD - Número de clientes com necessidades especiais

	2016
A Celer	0
A Lord	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
Cooproriz	0
EDA	188
EDP Distribuição	2 272
EEM	19
J. F. de Cortes do Meio	0
Total Geral	**2 479**

O gráfico abaixo apresenta a distribuição de clientes com necessidades especiais no que respeita às limitações.

ORD - Número de clientes com necessidades especiais registados (a dez 2016)



Destaca-se a elevada proporção dos clientes com limitações de mobilidade, que representam 88% em 2016 (86% em 2015 e 79% em 2014).

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A maior parte (88%) 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 RQS determina que cabe aos ORD a identificação dos clientes prioritários.

CARACTERIZAÇÃO

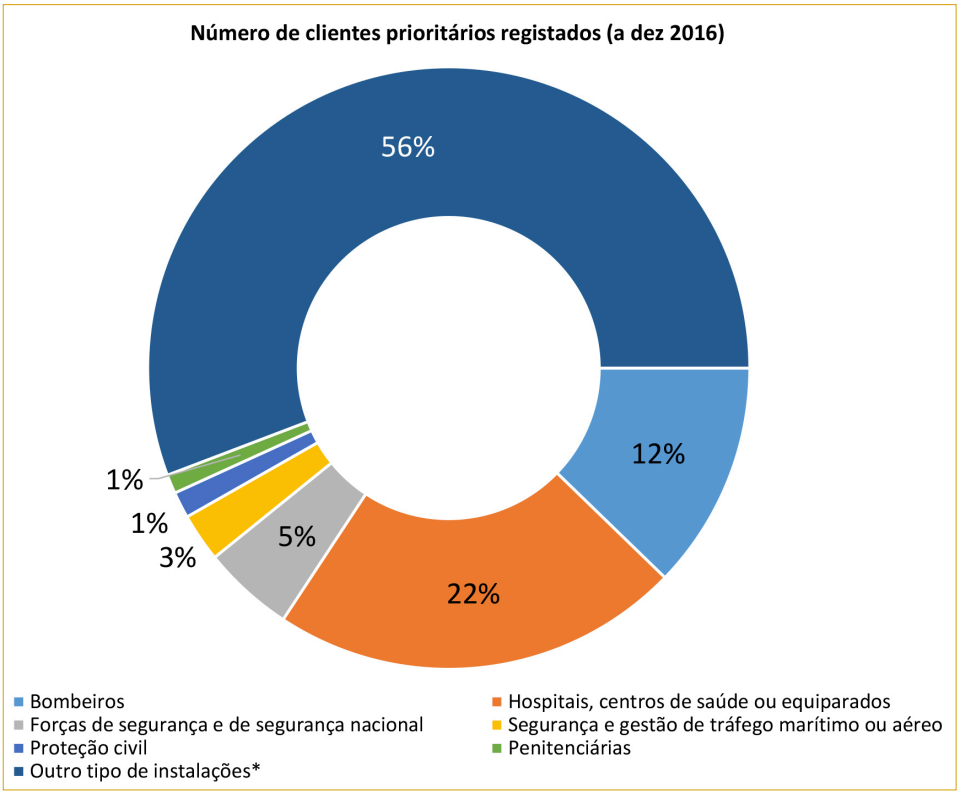
No quadro abaixo apresentam-se os totais, por ORD, de clientes prioritários no final de 2016.

Número de clientes prioritários registados

	2016
A Celer	4
A Lord	3
C. E. de Loureiro	1
C. E. de Vilarinho	0
C. E. S. Simão de Novais	1
C. P. de Valongo do Vouga	2
CEVE	8
Cooproriz	0
EDA	340
EDP Distribuição	3 337
EEM	175
J. F. de Cortes do Meio	2
Total Geral	**3 873**

Os valores de 2016 continuam a tendência de aumento dos últimos anos (3133 em 2015 e 1940 em 2014).

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



* 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 64% em 2015 para 56% em 2016, 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

Os valores de 2016 continuam a tendência de aumento verificada em anos anteriores.

A categoria de maior dimensão é a que engloba as instalações de clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica ou de clientes que coabitem com pessoas nesta situação.

5

AUDITORIAS ERSE

5

AUDITORIAS ERSE

5. AUDITORIAS ERSE

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece 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. Conjuntamente deve ser remetido um plano de implementação de melhorias.

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 empresa apresentou o relatório da auditoria e o plano de melhoria, ambos em apreciação pela ERSE.

REN

Durante o ano de 2016 decorreu uma auditoria à REN, tendo o relatório e o plano de melhoria sido entregues em 2017.
Na auditoria foram detetadas duas não conformidades com baixo impacto e que foram entretanto corrigidas pela empresa.
O relatório síntese encontra-se na página da ERSE na internet.

EEM

A auditoria à EEM decorreu durante o ano de 2016, tendo o relatório e o plano de melhoria sido apresentados durante o ano de 2017.
Na auditoria foram detetadas duas não conformidades com baixo impacto e que foram entretanto corrigidas pela empresa.
Para melhorar o controlo do pagamento das compensações, a empresa informou ainda que irá implementar uma ferramenta de controlo diário das compensações a pagar aos clientes.

O relatório síntese encontra-se na página da ERSE na internet.

6

ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6

ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6. ATIVIDADES DO GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

ENQUADRAMENTO

O Grupo de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço (GA-RQS) tem como objetivo fundamental 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

O GA-RQS 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 2016 o número de entidades representadas nas reuniões do GT-CS e no GT-QEE foi de 17. Durante este segundo ano de atividade dos dois grupos realizaram-se 7 reuniões com uma média de 20 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 na RAA e o lançamento da Fase Piloto da Iniciativa "Selo de Qualidade e+" da campanha "A Qualidade de Serviço Cabe a Todos"

(http://campanhaqualidadeservico.erse.pt/).

7

ANEXO

7

ANEXO

Lista de concelhos por NUTS III

NUTS III	Concelho
Alentejo Central	Alandroal
Alentejo Central	Arraiolos
Alentejo Central	Borba
Alentejo Central	Estremoz
Alentejo Central	Évora
Alentejo Central	Montemor-o-Novo
Alentejo Central	Mora
Alentejo Central	Mourão
Alentejo Central	Portel
Alentejo Central	Redondo
Alentejo Central	Reguengos de Monsaraz
Alentejo Central	Vendas Novas
Alentejo Central	Viana do Alentejo
Alentejo Central	Vila Viçosa
Alentejo Litoral	Alcácer do Sal
Alentejo Litoral	Grândola
Alentejo Litoral	Odemira
Alentejo Litoral	Santiago do Cacém
Alentejo Litoral	Sines
Algarve	Albufeira
Algarve	Alcoutim
Algarve	Aljezur
Algarve	Castro Marim
Algarve	Faro
Algarve	Lagoa
Algarve	Lagos
Algarve	Loulé
Algarve	Monchique
Algarve	Olhão
Algarve	Portimão
Algarve	Silves
Algarve	São Brás de Alportel
Algarve	Tavira
Algarve	Vila do Bispo
Algarve	Vila Real de Santo António
Alto Alentejo	Alter do Chão
Alto Alentejo	Arronches
Alto Alentejo	Avis
Alto Alentejo	Campo Maior
Alto Alentejo	Castelo de Vide
Alto Alentejo	Crato
Alto Alentejo	Elvas
Alto Alentejo	Fronteira
Alto Alentejo	Gavião
Alto Alentejo	Marvão
Alto Alentejo	Monforte
Alto Alentejo	Nisa
Alto Alentejo	Ponte de Sor
Alto Alentejo	Portalegre
Alto Alentejo	Sousel

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

NUTS III	Concelho
Área Metropolitana do Porto	Vila Nova de Gaia
Ave	Cabeceiras de Basto
Ave	Fafe
Ave	Guimarães
Ave	Mondim de Basto
Ave	Póvoa de Lanhoso
Ave	Vieira do Minho
Ave	Vila nova de Famalicão
Ave	Vizela
Baixo Alentejo	Aljustrel
Baixo Alentejo	Almodôvar
Baixo Alentejo	Alvito
Baixo Alentejo	Barrancos
Baixo Alentejo	Beja
Baixo Alentejo	Castro Verde
Baixo Alentejo	Cuba
Baixo Alentejo	Ferreira do Alentejo
Baixo Alentejo	Mértola
Baixo Alentejo	Moura
Baixo Alentejo	Ourique
Baixo Alentejo	Serpa
Baixo Alentejo	Vidigueira
Beira Baixa	Castelo Branco
Beira Baixa	Idanha-a-Nova
Beira Baixa	Oleiros
Beira Baixa	Penamacor
Beira Baixa	Proença-a-Nova
Beira Baixa	Vila Velha de Rodão
Beiras e Serra da Estrela	Almeida
Beiras e Serra da Estrela	Belmonte
Beiras e Serra da Estrela	Celorico da Beira
Beiras e Serra da Estrela	Covilhã
Beiras e Serra da Estrela	Figueira deCastelo Rodrigo
Beiras e Serra da Estrela	Fornos de Algodres
Beiras e Serra da Estrela	Fundão
Beiras e Serra da Estrela	Gouveia
Beiras e Serra da Estrela	Guarda
Beiras e Serra da Estrela	Manteigas
Beiras e Serra da Estrela	Meda
Beiras e Serra da Estrela	Pinhel
Beiras e Serra da Estrela	Sabugal
Beiras e Serra da Estrela	Seia
Beiras e Serra da Estrela	Trancoso
Cávado	Amares
Cávado	Barcelos
Cávado	Braga
Cávado	Esposende
Cávado	Terras de Bouro
Cávado	Vila Verde
Douro	Alijó
Douro	Armamar
Douro	Carrazeda de Ansiães
Douro	Freixo de Espada à Cinta
Douro	Lamego

NUTS III	Concelho
Douro	Mesão Frio
Douro	Moimenta da Beira
Douro	Murça
Douro	Penedono
Douro	Peso da Régua
Douro	Sabrosa
Douro	Santa Marta de Penaguião
Douro	Sernancelhe
Douro	São João da Pesqueira
Douro	Tabuaço
Douro	Tarouca
Douro	Torre de Moncorvo
Douro	Vila Nova de Foz Côa
Douro	Vila Real
Lezíria do Tejo	Almeirim
Lezíria do Tejo	Alpiarça
Lezíria do Tejo	Azambuja
Lezíria do Tejo	Benavente
Lezíria do Tejo	Cartaxo
Lezíria do Tejo	Chamusca
Lezíria do Tejo	Coruche
Lezíria do Tejo	Golegã
Lezíria do Tejo	Rio Maior
Lezíria do Tejo	Salvaterra de Magos
Lezíria do Tejo	Santarém
Médio Tejo	Abrantes
Médio Tejo	Alcanena
Médio Tejo	Constância
Médio Tejo	Entroncamento
Médio Tejo	Ferreira do Zêzere
Médio Tejo	Mação
Médio Tejo	Ourém
Médio Tejo	Sardoal
Médio Tejo	Sertã
Médio Tejo	Tomar
Médio Tejo	Torres novas
Médio Tejo	Vila de Rei
Médio Tejo	Vila Nova da Barquinha
Oeste	Alcobaça
Oeste	Alenquer
Oeste	Arruda dos Vinhos
Oeste	Bombarral
Oeste	Cadaval
Oeste	Caldas da Rainha
Oeste	Lourinhã
Oeste	Nazaré
Oeste	Óbidos
Oeste	Peniche
Oeste	Sobral de Monte Agraço
Oeste	Torres Vedras
Região de Aveiro	Águeda
Região de Aveiro	Albergaria-a-Velha
Região de Aveiro	Anadia
Região de Aveiro	Aveiro

NUTS III	Concelho
Região de Aveiro	Estarreja
Região de Aveiro	Ílhavo
Região de Aveiro	Murtosa
Região de Aveiro	Oliveira do Bairro
Região de Aveiro	Ovar
Região de Aveiro	Sever do Vouga
Região de Aveiro	Vagos
Região de Coimbra	Arganil
Região de Coimbra	Cantanhede
Região de Coimbra	Coimbra
Região de Coimbra	Condeixa-a-Nova
Região de Coimbra	Figueira da Foz
Região de Coimbra	Góis
Região de Coimbra	Lousã
Região de Coimbra	Mealhada
Região de Coimbra	Mira
Região de Coimbra	Miranda do Corvo
Região de Coimbra	Montemor-o-Velho
Região de Coimbra	Mortágua
Região de Coimbra	Oliveira do Hospital
Região de Coimbra	Pampilhosa da Serra
Região de Coimbra	Penacova
Região de Coimbra	Penela
Região de Coimbra	Soure
Região de Coimbra	Tábua
Região de Coimbra	Vila Nova de Poiares
Região de Leiria	Alvaiázere
Região de Leiria	Ansião
Região de Leiria	Batalha
Região de Leiria	Castanheira de Pera
Região de Leiria	Figueiró dos vinhos
Região de Leiria	Leiria
Região de Leiria	Marinha Grande
Região de Leiria	Pedrogão Grande
Região de Leiria	Pombal

NUTS III	Concelho
Região de Leiria	Porto de Mós
Terras de Trás-Os-Montes	Alfândega da Fé
Terras de Trás-Os-Montes	Bragança
Terras de Trás-Os-Montes	Macedo de Cavaleiros
Terras de Trás-Os-Montes	Miranda do Douro
Terras de Trás-Os-Montes	Mirandela
Terras de Trás-Os-Montes	Mogadouro
Terras de Trás-Os-Montes	Vila Flor
Terras de Trás-Os-Montes	Vimioso
Terras de Trás-Os-Montes	Vinhais
Tâmega e Sousa	Amarante
Tâmega e Sousa	Baião
Tâmega e Sousa	Castelo de Paiva
Tâmega e Sousa	Celorico de Basto
Tâmega e Sousa	Cinfães
Tâmega e Sousa	Felgueiras
Tâmega e Sousa	Lousada
Tâmega e Sousa	Marco de Canaveses
Tâmega e Sousa	Paços de Ferreira
Tâmega e Sousa	Penafiel
Tâmega e Sousa	Resende
Viseu Dão Lafões	Aguiar da Beira
Viseu Dão Lafões	Carregal do Sal
Viseu Dão Lafões	Castro Daire
Viseu Dão Lafões	Mangualde
Viseu Dão Lafões	Nelas
Viseu Dão Lafões	Oliveira de Frades
Viseu Dão Lafões	Penalva do Castelo
Viseu Dão Lafões	Santa Comba Dão
Viseu Dão Lafões	Satão
Viseu Dão Lafões	São Pedro do Sul
Viseu Dão Lafões	Tondela
Viseu Dão Lafões	Vila Nova de Paiva
Viseu Dão Lafões	Viseu
Viseu Dão Lafões	Vouzela

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