

**REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO  
SETOR ELÉTRICO**

Documento justificativo

Junho 2013

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ESTRUTURA REGULAMENTAR .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>CONTINUIDADE DE SERVIÇO .....</b>	<b>7</b>
3.1	Reforço da avaliação do desempenho das redes na perspectiva da continuidade de serviço percebida pelos pontos de entrega.....	7
3.1.1	Situação atual.....	7
3.1.2	Proposta de alteração .....	13
3.2	Publicação dos indicadores SAIDI AT e SAIFI AT.....	14
3.2.1	Situação atual.....	14
3.2.2	Proposta de alteração .....	15
3.3	Publicação dos indicadores MAIFI AT e MAIFI MT .....	15
3.3.1	Situação atual.....	15
3.3.2	Proposta de alteração .....	16
3.4	Contribuição da produção na RAA e na RAM.....	16
3.4.1	Situação atual.....	16
3.4.2	Proposta de alteração .....	17
3.5	Padrões gerais .....	19
3.5.1	Situação atual.....	19
3.5.2	Proposta de alteração .....	20
3.6	Eliminação do padrão geral TIEPI MT .....	24
3.6.1	Situação atual.....	24
3.6.2	Proposta de alteração .....	25
3.7	Padrões individuais .....	25
3.7.1	Situação atual.....	25
3.7.2	Proposta de alteração .....	26
3.8	Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço .....	30
3.8.1	Situação atual.....	30
3.8.2	Proposta de alteração .....	30
3.9	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT .....	31
3.9.1	Situação atual.....	31
3.9.2	Proposta de alteração .....	32
<b>4</b>	<b>QUALIDADE DE ENERGIA .....</b>	<b>33</b>
4.1	Divulgação dos resultados dos planos de monitorização .....	33
4.1.1	Situação atual.....	33
4.1.2	Proposta de alteração .....	33
4.2	Introdução do conceito de qualidade de energia .....	33
4.2.1	Situação atual.....	33
4.2.2	Proposta de alteração .....	34
4.3	Plano bianual de monitorização da qualidade de energia .....	34

---

4.3.1	Situação atual.....	34
4.3.2	Proposta de alteração .....	35
4.4	Localização e Duração das Medições da Qualidade de energia .....	35
4.4.1	Situação atual.....	35
4.4.2	Proposta de alteração .....	36
4.5	Alterações resultantes da NP EN 50160: 2010.....	36
4.5.1	Aplicação ao nível AT.....	37
4.5.1.1	Situação atual.....	37
4.5.1.2	Proposta de alteração.....	37
4.5.2	Atualização do quadro de agregação das cavas de tensão .....	37
4.5.2.1	Situação atual.....	37
4.5.2.2	Proposta de alteração.....	37
4.6	Monitorização de sobretensões .....	38
4.6.1	Situação atual.....	38
4.6.2	Proposta de alteração .....	39
4.7	Cava de tensão equivalente em eventos polifásicos .....	39
4.7.1	Situação atual.....	39
4.7.2	Proposta de alteração .....	39
<b>5</b>	<b>PLANO DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO .....</b>	<b>41</b>
5.1	Situação atual .....	41
5.2	Proposta de alteração .....	41
<b>6</b>	<b>INFORMAÇÃO AO CLIENTE .....</b>	<b>43</b>
6.1	Situação atual .....	43
6.2	Propostas .....	44
<b>7</b>	<b>MEIOS DE CONTACTO COM O CLIENTE .....</b>	<b>47</b>
7.1	Meios de contacto obrigatórios .....	47
7.1.1	Situação atual.....	47
7.1.2	Propostas .....	49
7.1.2.1	Operador da rede de transporte .....	50
7.1.2.2	Operadores das redes de distribuição .....	50
7.1.2.3	Comercializadores de último recurso e comercializadores.....	51
7.2	Atendimento presencial .....	52
7.2.1	Situação atual.....	52
7.2.2	Propostas .....	53
7.3	Atendimento telefónico .....	55
7.3.1	Situação atual.....	55
7.3.2	Propostas .....	56
<b>8</b>	<b>PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES .....</b>	<b>61</b>
8.1	Pedidos de informação .....	61
8.1.1	Situação atual.....	61
8.1.2	Propostas .....	62
8.2	Reclamações .....	64

---

8.2.1	Situação atual.....	64
8.2.2	Propostas .....	64
<b>9</b>	<b>SERVIÇOS .....</b>	<b>69</b>
9.1	Serviços de ligação às redes .....	69
9.1.1	Situação atual.....	69
9.1.2	Propostas .....	71
9.2	Ativação de fornecimento .....	72
9.2.1	Situação atual.....	72
9.2.2	Propostas .....	72
9.3	Visita combinada.....	73
9.3.1	Situação atual.....	73
9.3.2	Propostas .....	74
9.4	Assistência técnica .....	76
9.4.1	Situação atual.....	76
9.4.2	Propostas .....	78
9.5	Frequência da leitura de equipamentos de medição .....	79
9.5.1	Situação atual.....	79
9.5.2	Propostas .....	81
9.6	Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.....	82
9.6.1	Situação atual.....	82
9.6.2	Propostas .....	84
9.7	Mudança de comercializador .....	85
9.7.1	Situação atual.....	85
9.7.2	Propostas .....	85
<b>10</b>	<b>ACOMPANHAMENTO E SUPERVISÃO DA ERSE .....</b>	<b>87</b>
10.1	Auditorias .....	87
10.1.1	Situação atual.....	87
10.1.2	Propostas de alteração .....	87
10.2	Envio de informação à ERSE.....	88
10.2.1	Situação atual.....	88
10.2.2	Propostas de alteração .....	88
<b>ANEXO 1</b>	<b>.....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO 2</b>	<b>.....</b>	<b>91</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Com a publicação do Decreto-lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e das alterações introduzidas pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, no Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico passou a integrar as competências da ERSE.

O RQS que vier a ser aprovado pela ERSE, na sequência da presente consulta pública, assumirá 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) e substituindo o RQS de aplicação em Portugal continental, aprovado pela DGEG através do Despacho n.º 5255/2006 (2.ª série), de 8 de março, o RQS de aplicação na RAA, aprovado pela Secretaria Regional da Economia da RAA através do Despacho 917/2004, de 9 de novembro, e o RQS de aplicação na RAM, aprovado pela Presidência do Governo Regional da Madeira através do Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M, de 9 de dezembro.

No âmbito deste processo, a ERSE identificou os seguintes principais eixos/objetivos estratégicos para o atual processo:

- Adequar os níveis de exigência da qualidade de fornecimento de energia elétrica ao nível de desempenho e maturidade tecnológica alcançados pelas redes e infraestruturas atuais;
- Aprofundar o atual quadro de partilha de responsabilidades entre os operadores e os utilizadores das redes elétricas;
- Adequar o regulamento à liberalização do mercado.

Para Portugal continental, o RQS atualmente em vigor foi aprovado em 2006, pelo que, desde então, o setor passou por alterações significativas, em especial ao nível da liberalização, incluindo o número e a abrangência dos comercializadores em atuação no mercado. De resto, no atual quadro de extinção de tarifas reguladas em Portugal continental, os comercializadores de mercado passarão a assumir a maior parte do mercado, designadamente em termos de número de clientes, pelo que se torna premente refletir sobre quais devem ser as futuras obrigações dos comercializadores, de mercado e de último recurso retalhistas.

Uma parte das alterações decorrentes da reflexão acima mencionada consubstancia-se nas principais alterações propostas ao regulamento, designadamente, alargando o perímetro de obrigações de qualidade de serviço aos comercializadores em regime de mercado, anteriormente não considerados neste domínio.

Por sua vez e em resultado do investimento e da otimização da atividade de operação e manutenção desenvolvida por parte dos operadores das redes, verificou-se uma evolução do desempenho das redes elétricas em termos de continuidade de serviço para patamares bastante superiores aos que se encontram estabelecidos nos RQS em vigor.

De igual modo, a norma NP EN 50160, que complementa os RQS em vigor nas disposições relativas à qualidade da onda de tensão, foi alterada através de uma nova versão publicada em 2010, o que enquadrada com algumas outras propostas permitirão ajudar a disponibilizar mais informação para os consumidores mais sensíveis e o aprofundar do atual quadro de partilha de responsabilidades entre os operadores e os utilizadores das redes elétricas neste domínio.

A par da alteração referida, a experiência de aplicação do regulamento atualmente em vigor e da sua verificação, permite hoje que se possa e deva efetuar uma alteração do referencial de perceção da qualidade de serviço no setor elétrico, procurando, designadamente na vertente de qualidade de serviço técnica, aproximar a realidade de reporte de informação e de definição de obrigações às empresas de um referencial mais próximo daquela que é a perceção do consumidor final.

O processo de preparação da atual proposta de regulamento beneficiou de um conjunto alargado de contactos com representantes dos interesses dos consumidores, especialistas, operadores das redes elétricas, comercializadores e entidades oficiais em Portugal continental, na RAA e na RAM.

Muita da informação de base que suporta a revisão do regulamento tem vindo a ser publicada pela ERSE na página da internet, com especial destaque para os relatórios da qualidade de serviço. Este documento tem como objetivo apresentar as principais alterações propostas ao regime regulamentar da qualidade de serviço, bem como a sua correspondente justificação.

As principais propostas de alteração são sintetizadas, numeradas e evidenciadas nas caixas a sombreado, facilitando-se assim a apresentação de comentários na fase de consulta pública. A numeração das disposições regulamentares corresponde à indicada na proposta de articulado.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)) em "Consultas públicas", onde se encontram também o presente documento e a proposta de articulado.

Estas contribuições podem ser enviadas à ERSE até 15 de julho de 2013, preferencialmente, por correio eletrónico para o endereço [rqseletricidade2013@erse.pt](mailto:rqseletricidade2013@erse.pt), ou por correio ou fax, para os seguintes endereços:

- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa
- Fax: 213033201

## *REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO*

### *DOCUMENTO JUSTIFICATIVO*

---

No dia 26 de junho de 2013, terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audiência pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais interessados na revisão do RQS do setor elétrico.

Após a audiência pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adotadas, que integra a análise dos comentários recebidos.



## 2 ESTRUTURA REGULAMENTAR

Os três regulamentos de qualidade de serviço atualmente em vigor são constituídos por um articulado principal e por um conjunto de anexos, que fazem parte integrante dos Regulamentos e contêm normas de natureza procedimental e metodológica. Os valores dos parâmetros estão incluídos no corpo do próprio regulamento.

Adicionalmente, nos regulamentos de qualidade de serviço da RAA e da RAM está prevista a publicação posterior de normas complementares sobre matérias específicas identificadas no articulado principal. No caso da RAA, estas normas nunca vieram a ser publicadas, ao contrário do caso da RAM, onde essas normas foram publicadas em julho de 2006.

Por sua vez, a ERSE publica antes de cada período regulatório o documento “Parâmetros de regulação para o período xxxx-yyyy”, que inclui os parâmetros de regulação para as atividades reguladas no período regulatório. No que respeita à Qualidade de Serviço, este documento inclui atualmente os parâmetros referentes ao Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço.

No presente processo, a ERSE assume uma nova estrutura regulamentar para a Qualidade de Serviço baseada na existência de três documentos:

- Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), que contém as disposições regulamentares e os princípios gerais da regulação da qualidade de serviço do sector elétrico;
- Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), que compreende aspetos de natureza procedimental e metodológica e complementa as disposições regulamentares estabelecidas no RQS;
- Diretiva da ERSE que aprova os parâmetros específicos associados à Qualidade de Serviço, previstos no RQS e no MPQS.

Com a adoção desta nova estrutura regulamentar para a qualidade de serviço, a ERSE pretende garantir um quadro de maior estabilidade das disposições regulamentares, sem colocar em causa a necessidade que foi identificada de, também, se compatibilizar a flexibilidade necessária para futuras melhorias de determinados procedimentos e aspetos específicos, que a experiência comprove virem a ser úteis.



### **3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

#### **3.1 REFORÇO DA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS REDES NA PERSPETIVA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO PERCECIONADA PELOS PONTOS DE ENTREGA**

##### **3.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

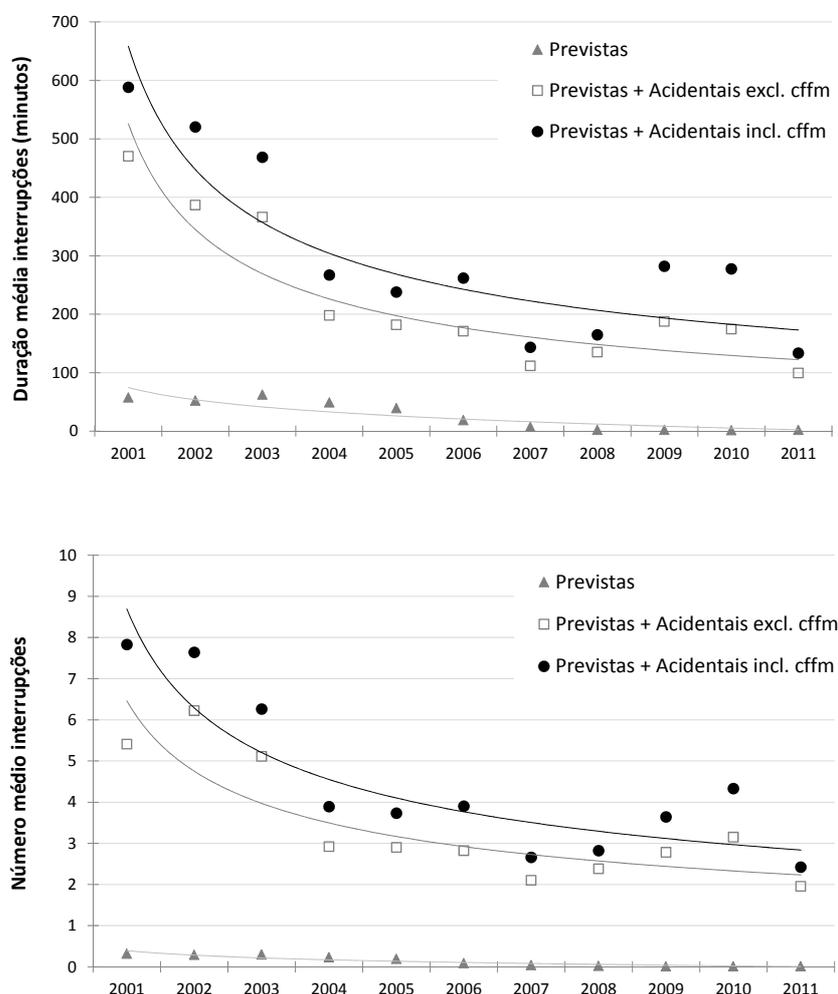
No âmbito das suas obrigações, os operadores das redes devem proceder, sempre que possível, de forma a não interromper o fornecimento da energia elétrica às instalações que se encontram ligadas às respetivas redes. No entanto, tanto a legislação vigente como os contratos de concessão de serviço público assinados pelos operadores das redes estabelecem um conjunto de razões pelas quais o fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido. São elas as razões de serviço, as razões de interesse público, as razões de segurança, os factos imputáveis ao cliente, os acordos com o cliente, os casos fortuitos e os casos de força maior.

De acordo com o estabelecido nos RQS em vigor, os operadores das redes são responsáveis por classificar as interrupções de fornecimento, quanto à sua origem, tipo ou causa. Os procedimentos de classificação das interrupções de fornecimento deverão ser auditados no âmbito das auditorias independentes que bianualmente são realizadas aos sistemas de registo e monitorização da qualidade de serviço dos operadores das redes.

Os operadores das redes informam trimestralmente a ERSE do contributo agregado de cada uma das referidas causas para o valor total das interrupções e só têm a obrigação de enviar um relatório sobre o incidente à ERSE e, dependendo da localização das respetivas redes, à DGEG, à DRE da RAA ou à DRCIE da RAM, caso ele seja classificado pela empresa como caso fortuito ou força maior e a energia não distribuída associada ultrapasse um determinado limiar.

Ao longo dos últimos anos, como se pode observar na Figura 3-1, o desempenho das redes elétricas, no que se refere à duração média e ao número médio das interrupções longas sentidas pelos clientes em baixa tensão (BT) de Portugal continental, apresentou uma comprovada tendência de melhoria.

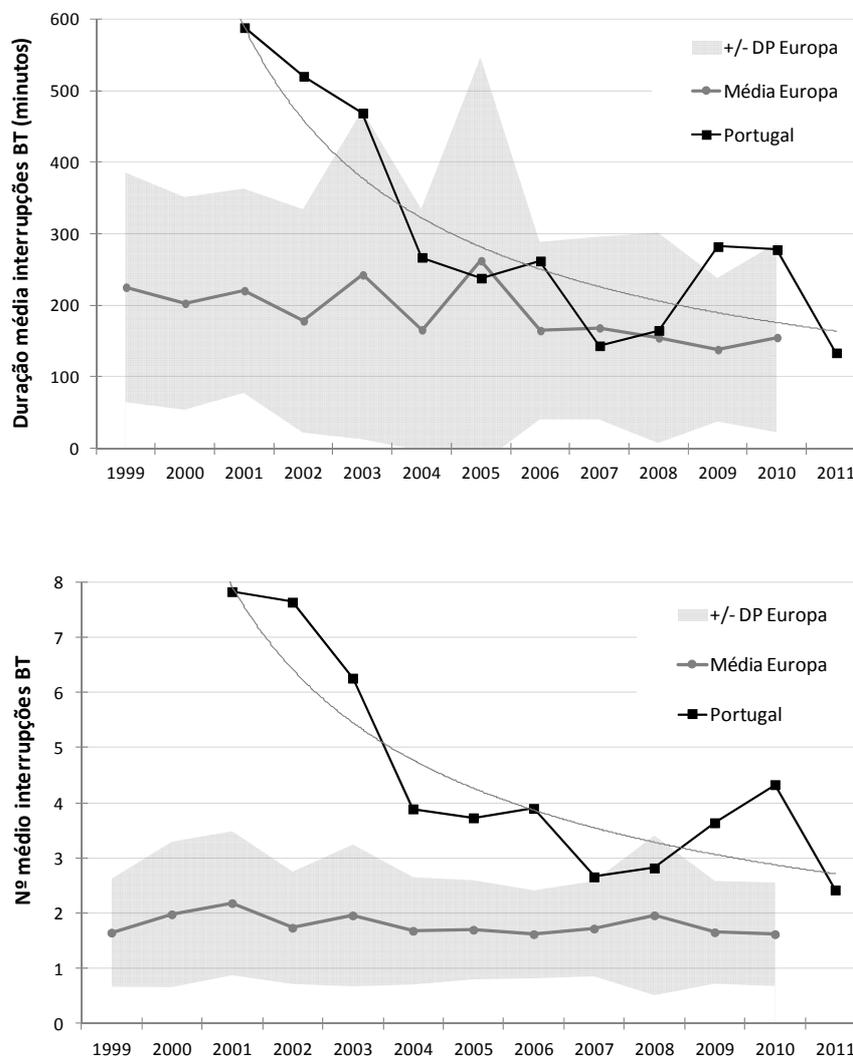
**Figura 3-1 – Evolução dos indicadores acumulados de continuidade de serviço associados às interrupções longas sentidas pelos clientes em BT de Portugal continental**



Os indicadores acumulados apresentados consideram todas as interrupções sentidas pelos clientes de BT, sejam elas interrupções previstas ou interrupções acidentais e, dentro das interrupções classificadas como acidentais, sejam elas devidas ou não a factos imputáveis aos operadores das redes. As interrupções devidas a caso fortuitos ou a casos de força maior são as que contribuem maioritariamente para as interrupções devidas a factos não imputáveis aos operadores das redes.

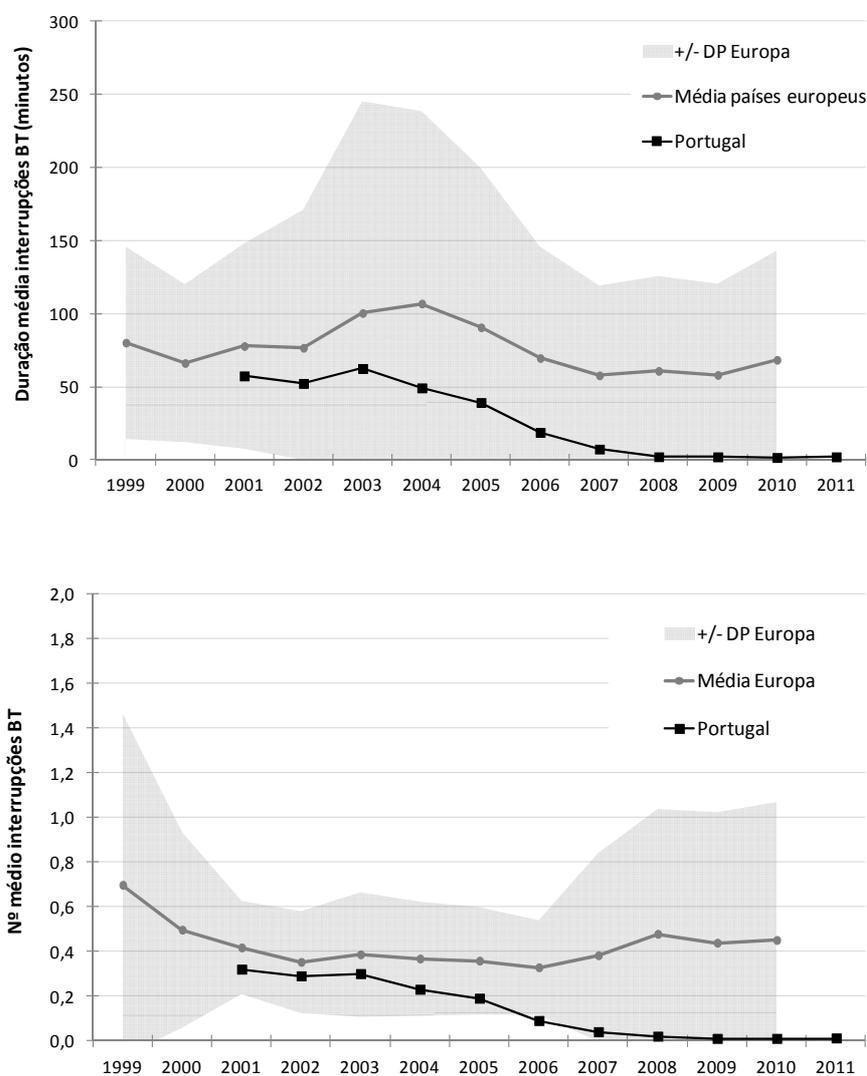
Por sua vez, a Figura 3-2 apresenta a convergência ocorrida durante a última década dos indicadores de continuidade de serviço, representativos do total das interrupções longas sentidas pelos clientes em BT de Portugal continental, com a média dos indicadores equivalentes dos países europeus que participam no "5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply – 2011". As curvas de tendência da evolução portuguesa, que são também apresentadas, ilustram a referida convergência que deverá ser reforçada com a introdução dos dados referentes a 2012.

**Figura 3-2 – Comparação dos indicadores de continuidade de serviço de Portugal continental associados à totalidade das interrupções sentidas pelos clientes BT com a média dos indicadores equivalentes dos países europeus**



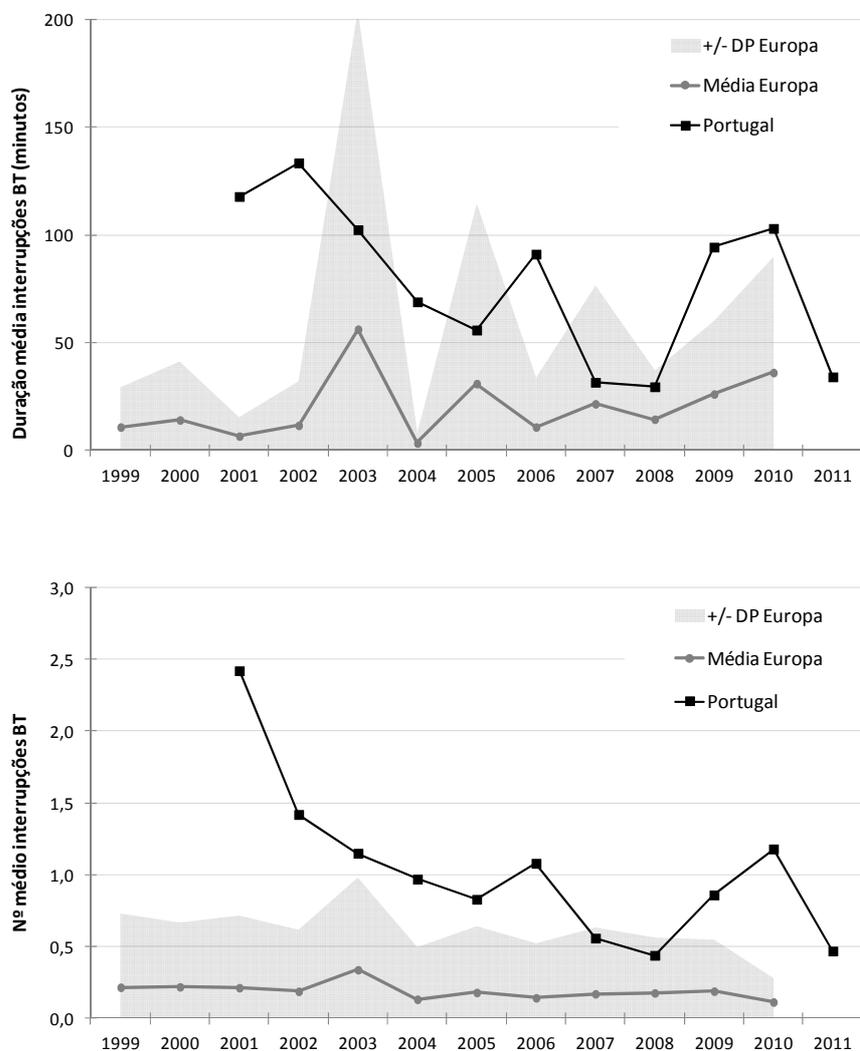
Os indicadores totais apresentados na Figura 3-2 podem ser decompostos nos indicadores associados às interrupções previstas, Figura 3-3, às interrupções que foram classificadas pelo operador da rede como devidas a casos fortuito ou de força maior (cffm), Figura 3-4, e às interrupções acidentais devidas a causas próprias das redes, Figura 3-5.

**Figura 3-3 – Comparação dos indicadores de continuidade de serviço associados às interrupções previstas de Portugal continental com a média dos indicadores equivalentes dos países europeus**



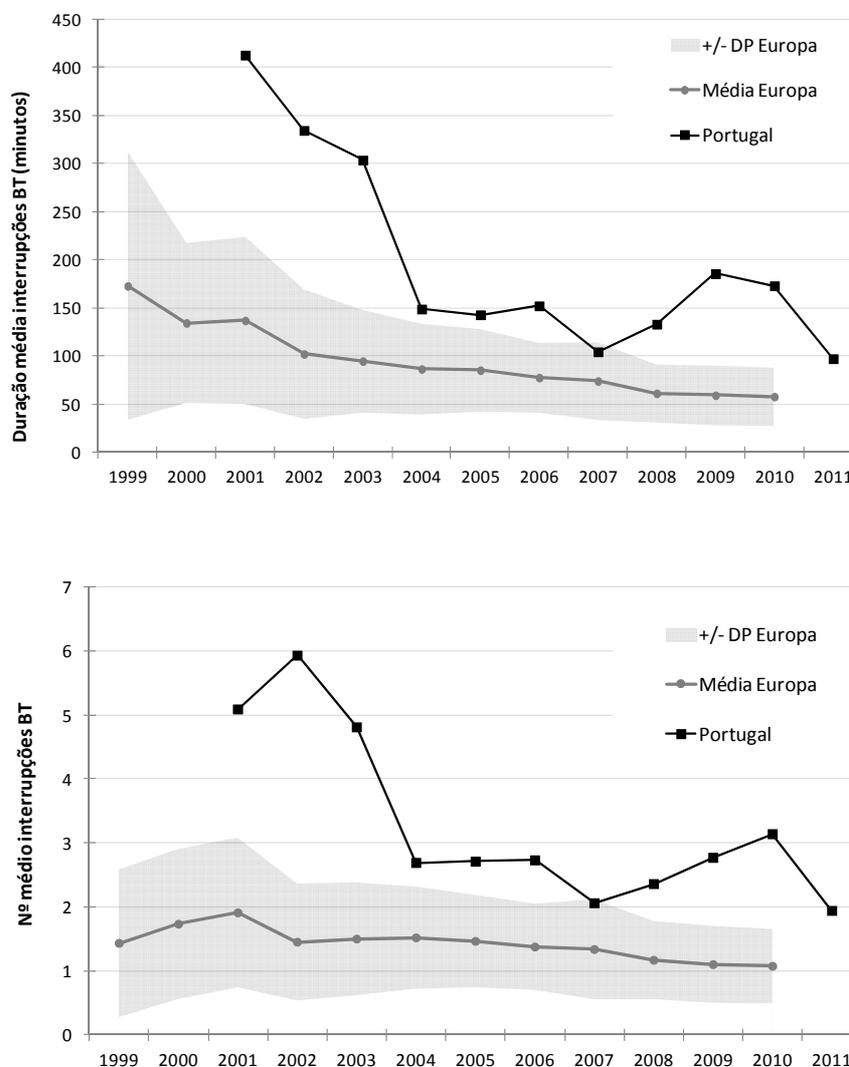
A análise da Figura 3-3 permite constatar uma evolução excecionalmente positiva do desempenho das interrupções previstas em Portugal continental.

**Figura 3-4 – Comparação dos indicadores de continuidade de serviço associados às interrupções classificadas como devidas a cffm em Portugal continental com a média dos indicadores equivalentes dos países europeus**



A Figura 3-4, por sua vez, mostra que em Portugal continental as interrupções classificadas como c.f.f.m apresentam valores sistematicamente mais elevados que nos restantes países europeus.

**Figura 3-5 – Comparação dos indicadores de continuidade de serviço associados às interrupções devidas a causas próprias das redes de Portugal continental com a média dos indicadores equivalentes dos países europeus**



Os resultados de 2012 que ainda não se encontram representados na Figura 3-5 acentuam a tendência de uma evolução positiva do desempenho da rede de distribuição de Portugal continental, no sentido deste se aproximar do equivalente à média europeia.

Mais que um esforço por melhorar o valor médio da continuidade de serviço que é sentida em Portugal, a análise efetuada aos dados disponíveis levou à conclusão que é fundamental fazer um esforço em recuperar os clientes piores servidos, que apresentam indicadores de continuidade de serviço com valores muito piores do que o valor da média nacional.

### 3.1.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

No âmbito da continuidade de serviço, a ERSE propõe o estabelecimento, através do RQS que vier a ser aprovado na sequência da presente consulta pública, do conceito de “incidente de grande impacto”, o qual implicará o alargamento da obrigação dos operadores da rede reportarem uma descrição pormenorizada de todos os incidentes com impacto superior a determinados limiares, independentemente da sua causa ser ou não devida a casos fortuitos ou de força maior.

Por outro lado, mantendo-se claro que os operadores não são responsáveis pelas consequências das interrupções que sejam classificadas como devidas a casos fortuitos ou a casos de força maior e a outros factos que não lhes sejam imputáveis, a ERSE pretende mudar o paradigma atual, aproximando os indicadores de qualidade de serviço, calculados para efeitos de comparação com padrões, ao número e duração das interrupções efetivamente sentidas pelos clientes, em linha com as melhores práticas internacionais.

Neste sentido, propõe-se que somente as interrupções associadas a eventos que tenham sido classificados previamente pela ERSE como excecionais possam ser excluídas dos indicadores para efeitos de comparação com os padrões gerais e individuais (e conseqüente pagamento de compensações automáticas por incumprimentos dos padrões individuais por parte dos operadores das redes),

Propõe-se que a classificação pela ERSE como evento excecional decorra de pedido devidamente justificado e comprovado pelos operadores das redes de que cada um dos incidentes em causa são devidos a casos fortuitos ou a casos de força maior ou têm fundamento em outras causas não lhes sejam imputáveis, permitindo uma maior segurança e transparência no processo de classificação desses incidentes.

Para além dos incidentes de grande impacto que advenham de factos não imputáveis aos operadores das redes poderem vir a ser classificados pela ERSE como eventos excecionais e, como tal, excluídos dos indicadores para efeitos de comparação com os padrões de continuidade de serviço, propõe-se que também possam ser considerados como tal outros eventos associados a factos não imputáveis aos operadores das redes, independentemente do seu impacto, na sequência de solicitação expressa, justificada e comprovada nesse sentido.

Genericamente, propõe-se que possam ser classificados como excecionais os eventos que reúnam cumulativamente as seguintes características:

- a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências.
- b) Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada.

- c) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, os produtores evitem a totalidade das suas consequências.
- d) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.

Propõe-se que a decisão da ERSE de classificar o evento como excecional decorrerá de um processo coordenado com a DGEG, no caso de eventos ocorridos em Portugal continental, com a DRE, quando ocorridos na RAA, ou com a DRCIE, quando ocorridos na RAM, que emitirão parecer justificado.

**Síntese das propostas:**

1. Estabelecimento do conceito de “incidente de grande impacto” no âmbito da continuidade de serviço, com obrigação de reporte das respetivas causas e consequências, independentemente da sua origem.
2. Estabelecimento do conceito de “evento excecional”, o qual, depois de aprovado como tal pela ERSE, permite a exclusão do evento para efeitos de comparação com padrões gerais e individuais de continuidade de serviço e do pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais.

### **3.2 PUBLICAÇÃO DOS INDICADORES SAIDI AT E SAIFI AT**

#### **3.2.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem indicadores gerais para as redes de transporte, para as redes de distribuição MT e para as redes de distribuição BT, não abrangendo deste modo as redes AT.

A especificidade dos sistemas elétricos das regiões autónomas dos Açores e da Madeira justificam esta exceção. Por um lado, as únicas ilhas que utilizam tensões de exploração na gama de tensões AT são S. Miguel e Madeira e, por outro lado, a existência de indicadores gerais para as redes de transporte cobre as ilhas em que estas redes existem, nomeadamente, S. Miguel, Terceira, Pico, Madeira e Porto Santo, com tensões de exploração compreendidas entre os 30 e os 60 kV. Deste modo, o estabelecimento de indicadores gerais para as redes AT nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira apenas abrangeria as redes de 60 kV das ilhas de S. Miguel e da Madeira, cujo desempenho se encontra já caracterizado através dos indicadores gerais estabelecidos para as redes de transporte.

No caso de Portugal continental não existem as especificidades identificadas para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira, entendendo-se ser de todo o interesse a extensão da figura dos indicadores gerais às redes AT, visando a caracterização do seu desempenho.

### 3.2.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A ERSE propõe que o operador da rede de distribuição AT em Portugal continental proceda à caracterização da continuidade de serviço da respetiva rede através da determinação dos indicadores gerais SAIDI AT e SAIFI AT, caracterizadores, respetivamente, da duração e do número de interrupções ocorridas na sua rede AT.

#### **Síntese das propostas:**

- |  |
|--|
| <p>3. Estabelecimento dos indicadores gerais SAIDI AT e SAIFI AT para a rede AT de Portugal continental.</p> |
|--|

## 3.3 PUBLICAÇÃO DOS INDICADORES MAIFI AT E MAIFI MT

### 3.3.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem que, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas apenas as interrupções de duração superior a 3 minutos (designadas por interrupções longas).

A ERSE tem, no entanto, vindo a acompanhar também o impacto das interrupções com duração inferior a 3 minutos, as designadas interrupções breves, concluindo que estas têm pouca relevância em termos da duração das interrupções sentidas pelos clientes mas assumem importância no que se refere ao número dessas mesmas interrupções. Em concreto, para determinadas instalações de clientes mais sensíveis, o impacto da ocorrência de uma interrupção, mesmo que breve, pode afetar todo o processo produtivo pelo que a aplicação do RQS deverá ter em consideração essa realidade.

No “5<sup>th</sup> Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply”, publicado em Abril de 2011 pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER), 12 dos 26 países analisados apresentavam informação sobre as interrupções breves, utilizando diferentes indicadores para analisar o seu impacto e concluindo que, no âmbito do número de interrupções, o indicador MAIFI se constitui como o mais direto para essa análise. Em termos concretos, no quadro das interrupções breves, o indicador MAIFI (frequência média de interrupções breves do sistema) é equivalente ao indicador SAIFI no quadro das interrupções longas, diferindo apenas nas durações das interrupções consideradas, calculando-se como o quociente entre o

número de interrupções de duração compreendida entre 1 segundo e 3 minutos inclusive e o número de pontos de entrega.

Presentemente, alguns dos operadores das redes a atuar em Portugal já monitorizam e apresentam informação sobre as interrupções breves.

### 3.3.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

No âmbito do presente processo de revisão do RQS, propõe-se a introdução da obrigatoriedade de monitorização das interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos inclusive), através da determinação e publicação do indicador MAIFI para as redes AT e MT optando-se pelo não estabelecimento de padrões.

#### **Síntese das propostas:**

- |   |
|---|
| <p>4. Obrigatoriedade de determinação e publicação dos indicadores MAIFI AT e MAIFI MT por parte dos operadores das redes. Não se definem padrões para estes indicadores.</p> |
|---|

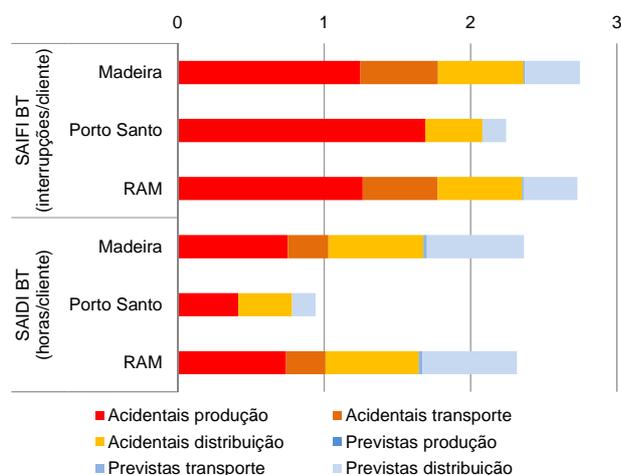
## 3.4 CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO NA RAA E NA RAM

### 3.4.1 SITUAÇÃO ATUAL

O impacto que o sistema produtor tem no desempenho dos sistemas elétricos é diferente consoante se integre em sistemas interligados ou isolados. No caso de sistemas isolados, em especial se de pequena dimensão elétrica, as consequências ao nível da qualidade de serviço decorrentes de incidentes na produção tendem a ser mais relevantes.

Reconhecendo a importância da produção no desempenho em termos de continuidade de serviço dos sistemas elétricos da RAA e da RAM (como se apresenta na Figura 3-6), os atuais RQS de aplicação na RAA e na RAM estabelecem a consideração das interrupções com origem no sistema produtor no cálculo dos indicadores gerais e individuais. No entanto, para efeitos de comparação com os padrões gerais e individuais estabelecidos, apenas os indicadores individuais integram a componente referente à produção sendo que, no caso dos indicadores gerais, essa componente é excluída.

Figura 3-6 – Indicadores de continuidade de serviço para os clientes BT por ilha da RAM, em 2011



### 3.4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A ERSE propõe a harmonização da forma de cálculo dos indicadores para efeitos de comparação com os respetivos padrões estabelecidos, no que à RAA e à RAM diz respeito, introduzindo a componente referente à produção no cálculo dos indicadores gerais.

#### Síntese das propostas:

- Na RAA e na RAM as interrupções com origem no sistema produtor devem ser consideradas no cálculo dos indicadores gerais e individuais designadamente para efeitos de comparação com os respetivos padrões.



### **3.5 PADRÕES GERAIS**

#### **3.5.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem padrões gerais para a continuidade de serviço relativamente ao número médio e duração média das interrupções longas sentidas em cada nível de tensão (MT e BT) e por zona de qualidade de serviço (A, B e C). A comparação dos indicadores gerais com os respetivos padrões é realizada para efeitos de caracterização do desempenho das redes e com o objetivo de estimular os operadores das redes a contribuir para uma evolução positiva da continuidade de serviço que é sentida pelos utilizadores das redes elétricas.

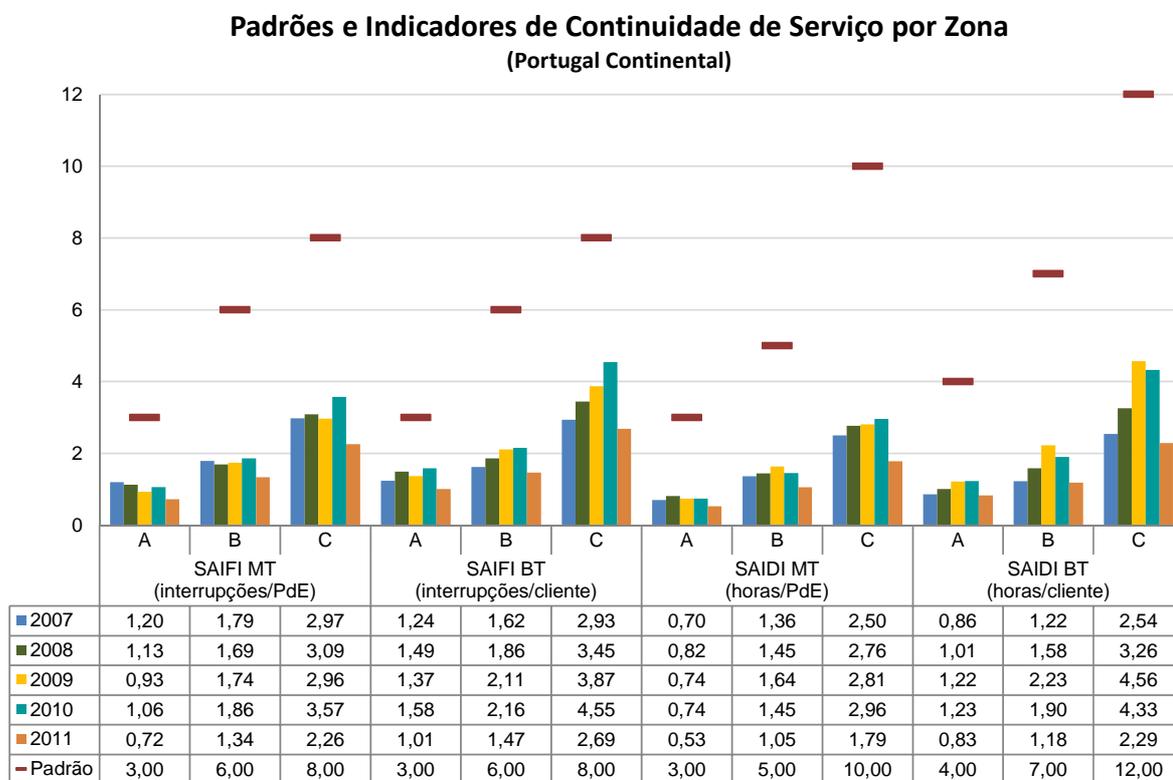
A existência de diferentes zonas de qualidade de serviço traduz a heterogeneidade das características das redes elétricas e do seu conseqüente desempenho em termos de continuidade de serviço. Neste sentido, para cada uma das zonas de qualidade de serviço A, B e C, são estabelecidos diferentes valores para os padrões gerais.

Ao longo dos últimos anos, como se pode observar na Figura 3-1, o desempenho das redes elétricas no que se refere à duração média e ao número médio das interrupções longas sentidas pelos clientes apresentou uma comprovada tendência de melhoria. No entanto, atendendo a que as últimas revisões dos regulamentos da qualidade de serviço se realizaram no ano de 2006 em Portugal continental e no ano de 2004 nas regiões autónomas, não foi possível adequar os valores dos padrões gerais de continuidade de serviço à melhoria de desempenho verificado nas redes elétricas. Este desajuste entre o desempenho atual das redes e os respetivos padrões gerais está presente no exemplo da Figura 3-7, referente aos indicadores para Portugal continental. As comparações entre os indicadores e os respetivos padrões gerais para a RAA e para a RAM apresentam-se no Anexo 1, Figura A1-1 e Figura A1-2-

Da análise dos padrões gerais atualmente em vigor para as diferentes zonas de qualidade de serviço verifica-se que os valores para as zonas B e C são consideravelmente superiores aos estabelecidos para a zona A, não contribuindo para estimular os operadores das redes a melhorar a continuidade de serviço dos clientes dessas zonas.

Na RAA e na RAM, à semelhança do que acontece em Portugal continental, os indicadores de continuidade de serviço considerados para comparação com os padrões gerais referem-se apenas às interrupções acidentais com origem nas redes. No entanto, como se verifica no exemplo da Figura 3-6, pelo facto das redes de cada uma das ilhas das regiões autónomas não terem possibilidade de interligação com outras redes faz com que as interrupções acidentais devidas à produção tenham um elevado impacto na totalidade das interrupções sentidas pelos clientes.

**Figura 3-7 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais de Portugal continental**



### 3.5.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

O facto de os padrões gerais de continuidade de serviço atualmente em vigor não terem sido ajustados ao longo do tempo no sentido de acompanhar a evolução positiva que se tem verificado no desempenho da continuidade de serviço das redes, justifica que se efetue uma atualização dos respetivos valores.

A atualização proposta para os padrões gerais de continuidade de serviço teve em consideração os valores do histórico das respetivas redes e a necessidade de uma maior convergência na continuidade de serviço sentida pelos clientes das diferentes zonas de qualidade de serviço. Neste sentido, propõe-se uma redução mais significativa nos padrões gerais das zonas C e das zonas B.

Os novos padrões gerais propostos pela ERSE para a RAA e para a RAM foram também ajustados de forma a incorporar o conjunto de interrupções acidentais com origem na produção. A estimativa do impacto destas interrupções nos indicadores foi também feita com base nos valores do respetivo histórico.

A comparação entre a evolução dos indicadores gerais e os valores atuais e propostos para os padrões gerais apresenta-se no Anexo 2.

No Quadro 3-1 apresenta-se a proposta de novos padrões gerais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT, por ano, para Portugal continental. A comparação entre os valores dos padrões em vigor e propostos com os respetivos indicadores é apresentada na Figura A2-1.

**Quadro 3-1 – Padrões gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição em MT e BT, Portugal continental.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	SAIDI MT (horas)	A	3	3
		B	5	4
		C	10	7
	SAIFI MT (interrupção)	A	3	3
		B	6	5
		C	8	7
BT	SAIDI BT (horas)	A	4	3
		B	7	5
		C	12	8
	SAIFI BT (interrupção)	A	3	3
		B	6	5
		C	8	7

Apresenta-se em seguida os novos padrões de continuidade de serviço propostos para na RAA. No Quadro 3-2 apresenta-se a proposta de padrões gerais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT na RAA, por ano. A comparação entre os valores dos padrões em vigor e propostos com os respetivos indicadores é apresentada na Figura A2-2.

**Quadro 3-2 – Padrões gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição em MT e BT na RAA.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	SAIDI MT (horas)	A	3	3
		B	6	5
		C	16	9
	SAIFI MT (interrupção)	A	4	4
		B	7	7
		C	10	10
BT	SAIDI BT (horas)	A	6	4
		B	10	6
		C	20	10
	SAIFI BT (interrupção)	A	4	4
		B	7	7
		C	10	10

No Quadro 3-3 apresenta-se a proposta de padrões gerais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT em cada uma das ilhas da RAA, por ano. A comparação entre os valores dos padrões em vigor e propostos com os valores por ilha dos diferentes indicadores SAIDI MT, SAIFI MT, SAIDI BT e SAIFI BT são apresentadas, respectivamente, na Figura A2-3, Figura A2-4, Figura A2-5 e Figura A2-6.

**Quadro 3-3 – Padrões gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição em MT e BT por ilha da RAA.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	SAIDI MT (horas)	A	3	3
		B	8	5
		C	20	12
	SAIFI MT (interrupção)	A	4	4
		B	8	8
		C	12	12
BT	SAIDI BT (horas)	A	6	4
		B	12	6
		C	24	12
	SAIFI BT (interrupção)	A	4	4
		B	9	9
		C	13	13

Apresentam-se em seguida os novos padrões de continuidade de serviço propostos para a RAM. No Quadro 3-4 apresenta-se a proposta de padrões gerais aplicáveis às interrupções longas nas redes de

distribuição em MT e BT na RAM, por ano. A comparação entre os valores dos padrões em vigor e propostos com os respectivos indicadores é apresentada na Figura A2-7.

**Quadro 3-4 – Padrões gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição em MT e BT na RAM.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	SAIDI MT (horas)	A	3	3
		B	5	4
		C	12	7
	SAIFI MT (interrupção)	A	3	3
		B	6	5
		C	9	7
BT	SAIDI BT (horas)	A	4	3
		B	8	5
		C	14	8
	SAIFI BT (interrupção)	A	3	3
		B	6	5
		C	9	7

No Quadro 3-5 apresenta-se a proposta de padrões gerais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT em cada uma das ilhas da RAM, por ano. A comparação entre os valores dos padrões em vigor e propostos com os valores por ilha dos diferentes indicadores SAIDI MT, SAIFI MT, SAIDI BT e SAIFI BT são apresentadas, respectivamente, na Figura A2-8, Figura A2-9, Figura A2-10 e Figura A2-11.

**Quadro 3-5 – Padrões gerais de continuidade de serviço das redes de distribuição em MT e BT por ilha da RAM.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	SAIDI MT (horas)	A	3	3
		B	6	4
		C	18	8
	SAIFI MT (interrupção)	A	4	3
		B	7	5
		C	10	7
BT	SAIDI BT (horas)	A	6	4
		B	10	6
		C	22	10
	SAIFI BT (interrupção)	A	4	4
		B	7	6
		C	10	8

**Síntese das propostas:**

6. Atualização dos valores dos padrões gerais de continuidade de serviço para os níveis BT e MT.

**3.6 ELIMINAÇÃO DO PADRÃO GERAL TIEPI MT****3.6.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem padrões, por zona de qualidade de serviço, para os seguintes indicadores gerais das redes MT: TIEPI MT, SAIFI MT e SAIDI MT.

Note-se que, se por um lado o SAIFI MT representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega das redes MT, já o SAIDI MT (representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega das redes MT) e o TIEPI MT (representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada nas redes MT) constituem-se como representações da duração das interrupções nas redes MT. Deste modo, apesar de diferentes, o estabelecimento de padrões gerais tanto para o SAIDI MT como para o TIEPI MT tem como consequência uma sobreposição no que respeita à adoção de limiares máximos para a duração das interrupções.

Acresce que, no caso de Portugal continental, se encontra também estabelecido um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que utiliza como valor de referência a energia não distribuída na rede MT, calculada a partir do produto da energia entrada na rede de distribuição em MT pelo TIEPI MT dividida pelo período de tempo considerado na análise. Deste modo, ao estabelecer um

referencial para o valor da energia não distribuída, o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, define também, indiretamente, um valor de referência para o TIEPI MT, pelo que o estabelecimento de um padrão geral para o TIEPI MT teria necessariamente que atender a esta circunstância.

### 3.6.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Face ao exposto, propõe-se a eliminação dos padrões associados ao indicador geral TIEPI MT, quer para Portugal continental, quer para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

#### **Síntese das propostas:**

7. Os padrões associados ao indicador geral TIEPI MT são eliminados.

## 3.7 PADRÕES INDIVIDUAIS

### 3.7.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem padrões individuais para a continuidade de serviço relativamente ao número e duração das interrupções longas. Os clientes para os quais não se verifique o cumprimento destes padrões individuais têm direito ao recebimento de compensações monetárias automáticas que são proporcionais ao desvio do indicador individual face ao padrão estabelecido.

Os padrões individuais atualmente em vigor foram estabelecidos no ano de 2006 em Portugal continental e no ano de 2004 nas regiões autónomas.

Os indicadores de continuidade de serviço considerados para comparação com os padrões individuais incluem todas as interrupções acidentais próprias das redes. No caso das regiões autónomas, atendendo ao elevado impacto que as interrupções acidentais devidas à produção de energia elétrica têm na totalidade das interrupções sentidas pelos clientes, para além das interrupções acidentais próprias das redes são também incluídas as interrupções acidentais com origem na produção.

À semelhança do que acontece com os padrões gerais, diferentes padrões individuais são estabelecidos para cada uma das zonas de qualidade de serviço A, B e C. Estes diferentes padrões individuais, quando comparados entre si ou quando comparados com o valor do indicador da média dos clientes apresentam uma elevada assimetria, não contribuindo para estimular a melhoria da continuidade de serviço dos clientes pior servidos. A análise dos valores dos padrões individuais em vigor demonstra ainda uma elevada assimetria entre os diferentes níveis de tensão das redes, sendo que os padrões

individuais para o nível AT são bastante mais desafiantes para os operadores das redes do que os padrões individuais estabelecidos para os níveis BT e MT.

### 3.7.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

O facto de os padrões individuais atualmente em vigor terem sido estabelecidos em 2006 para Portugal continental e em 2004 para a RAA e para a RAM e, desde então, não terem acompanhado a evolução positiva verificada no desempenho relativo à continuidade de serviço que é disponibilizada pelas redes elétricas, justifica uma atualização dos respetivos valores.

A atualização proposta para os padrões individuais de continuidade de serviço será efetuada para os níveis de tensão em BT e MT e terá em consideração a necessidade de uma maior convergência na continuidade de serviço sentida pelos clientes das diferentes zonas de qualidade de serviço e ligados aos diferentes níveis de tensão das redes. Neste sentido, propõe-se a redução mais significativa dos padrões individuais das zonas C e das zonas B, sendo essa atualização realizada essencialmente nos níveis de tensão MT e BT.

A atualização dos padrões individuais terá ainda em consideração as alterações relacionadas com a exclusão para efeitos de comparação com os padrões de apenas os incidentes que tenham sido classificados pela ERSE como eventos excecionais.

No Quadro 3-6 apresenta-se a proposta de novos padrões individuais aplicáveis às interrupções longas na rede de transporte em MAT, por ano e por cliente, que se propõe que se mantenham inalterados.

**Quadro 3-6 – Padrões individuais de continuidade de serviço da rede de transporte em MAT.**

Nível Tensão	Indicador	Atual	Proposta
MAT	Nº Interrupções	3	3
	Duração total interrupções (horas)	0,75	0,75

No Quadro 3-7 apresenta-se a proposta de novos padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, por ano e por cliente para Portugal continental.

**Quadro 3-7 – Padrões individuais de continuidade de serviço das redes de distribuição em AT, MT e BT para Portugal continental.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
AT	Nº Interrupções	A	8	6
		B	8	6
		C	8	6
	Duração total interrupções (horas)	A	4	3
		B	4	3
		C	4	3
MT	Nº Interrupções	A	8	8
		B	16	12
		C	25	18
	Duração total interrupções (horas)	A	4	4
		B	8	8
		C	16	12
BT	Nº Interrupções	A	12	10
		B	21	15
		C	30	20
	Duração total interrupções (horas)	A	6	6
		B	10	10
		C	20	17

Propondo-se manter os respetivos valores inalterados, apresenta-se em seguida a proposta de padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em AT, para efeitos do exercício do direito de regresso, por ano e por ponto de entrega.

- a) Pontos de entrega servidos por uma única linha em MAT ou alimentados por um único transformador MAT/AT que respeitem o previsto nos padrões de segurança de planeamento da RNT (Quadro 3-8):

**Quadro 3-8 – Padrões individuais de continuidade de serviço das redes de distribuição em AT, para efeitos do exercício do direito de regresso em Portugal continental, para pontos de entrega servidos por uma única linha em MAT ou alimentados por um único transformador MAT/AT.**

Nível Tensão	Indicador	Atual	Proposta
MAT	Nº Interrupções	2	2
	Duração total interrupções (horas)	0,5	0,5

- b) Nos restantes casos (Quadro 3-9):

**Quadro 3-9 – Padrões individuais das redes de distribuição em AT, para efeitos do exercício do direito de regresso em Portugal continental.**

Nível Tensão	Indicador	Atual	Proposta
MAT	Nº Interrupções	0	0
	Duração total interrupções (horas)	0	0

Apresentam-se em seguida os novos padrões de continuidade de serviço propostos para na RAA. No Quadro 3-10 apresenta-se a proposta de padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de transporte em AT, por ano e por ponto de entrega.

**Quadro 3-10 – Padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de transporte em AT da RAA.**

Nível Tensão	Indicador	Atual	Proposta
AT	Nº Interrupções	7	7
	Duração total interrupções (horas)	3	3

No Quadro 3-11 apresenta-se a proposta de padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT, por ano e por cliente.

**Quadro 3-11 – Padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da RAA.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	Nº Interrupções	A	9	8
		B	22	15
		C	44	30
	Duração total interrupções (horas)	A	4	4
		B	9	8
		C	22	16
BT	Nº Interrupções	A	13	10
		B	28	20
		C	50	40
	Duração total interrupções (horas)	A	6	6
		B	11	10
		C	27	22

Propondo-se manter os respectivos valores inalterados, apresentam-se em seguida a proposta de padrões de continuidade de serviço propostos para a RAM. No Quadro 3-12 apresenta-se a proposta de padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de transporte em AT, por ano e por ponto de entrega da RAM.

**Quadro 3-12 – Padrões individuais de continuidade de serviço para a rede de transporte em AT da RAM.**

Nível Tensão	Indicador	Atual	Proposta
AT	Nº Interrupções	6	6
	Duração total interrupções (horas)	2	2

No Quadro 3-13 apresenta-se a proposta de padrões individuais aplicáveis às interrupções longas nas redes de distribuição em MT e BT, por ano e por cliente.

**Quadro 3-13 – Padrões individuais de continuidade de serviço para as redes de distribuição em MT e BT da RAM.**

Nível Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Atual	Proposta
MT	Nº Interrupções	A	9	8
		B	20	12
		C	34	18
	Duração total interrupções (horas)	A	4	4
		B	9	8
		C	18	12
BT	Nº Interrupções	A	13	10
		B	25	15
		C	40	25
	Duração total interrupções (horas)	A	6	6
		B	11	10
		C	22	17

**Síntese das propostas:**

8. Atualização dos valores dos padrões individuais de continuidade de serviço para os níveis BT e MT.

### **3.8 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

#### **3.8.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Desde 2001, encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em Portugal continental em função do nível da qualidade de serviço verificado nas redes de MT.

O mecanismo baseia-se no valor da Energia Não Distribuída em MT. Assim, caso esse valor seja superior a um limiar estabelecido, o operador da rede incorre numa penalidade, caso contrário recebe um prémio, existindo uma banda morta que reduz a sensibilidade do mecanismo. Deste modo, o mecanismo incide numa variável global que traduz assim um nível de desempenho médio nas redes de MT.

No âmbito da revisão regulamentar realizada em 2011 para preparação do período regulatório 2012-2014, foi identificada a possibilidade de alteração deste mecanismo numa perspetiva de o complementar com uma parcela que incidisse no desempenho individual, em particular na recuperação dos clientes pior servidos, com vista à redução das assimetrias existentes.

Esta alteração, todavia, não viria a concretizar-se por constrangimentos relacionados com os prazos estabelecidos e com a disponibilidade de informação. Assim, manteve-se no Regulamento Tarifário a figura do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço mas retirou-se o detalhe da sua concretização na perspetiva de, assim que possível, poder alterar o mecanismo.

#### **3.8.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Atendendo a que a qualidade de serviço encerra diferentes dimensões – continuidade de serviço, qualidade da energia e qualidade comercial – entende-se que, face à forma como o mecanismo se concretiza, se deve proceder à alteração da sua designação substituindo “qualidade” por “continuidade”. Assim, o mecanismo passar-se-ia a designar por mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Aproveitando o presente processo de revisão do RQS propõe-se que o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço esteja previsto no RQS e detalhado em procedimento específico do MPQS.

Havendo consenso no que respeita à evolução bastante positiva e ao nível razoável já atingido, em termos médios, na continuidade de serviço (número e duração das interrupções) disponibilizada em Portugal continental, verifica-se também a existência de assimetrias consideráveis com clientes bastante mal servidos em termos de continuidade de serviço.. Assim, mantêm o propósito já identificado de

introduzir uma nova componente no mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço dirigida à recuperação dos clientes pior servidos, a detalhar em procedimento específico do MPQS. que se pretende ver concretizado de modo a ser aplicado no próximo período regulatório, que tem o seu início em 2015.

Para o ano de 2014, manter-se-ão o cálculo dos indicadores e os parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que se encontram estabelecidos para o presente período regulatório de 2012-2014.

**Síntese das propostas:**

9. O mecanismo passa a designar-se por mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.
10. O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço passa a estar previsto no RQS e detalhado em procedimento específico do MPQS.
11. O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço passa a integrar uma nova componente dirigida à recuperação dos clientes pior servidos, a detalhar no procedimento específico previsto no MPQS.

### **3.9 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT**

#### **3.9.1 SITUAÇÃO ATUAL**

A ERSE publicou em Dezembro de 2008 uma nova redação do Regulamento Tarifário que introduziu na atividade de transporte de energia elétrica diversos incentivos, com efeitos a partir de Janeiro de 2009.

Em particular, foi estabelecido o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, aprovado através do Despacho n.º 18138/2009 da ERSE, com o objetivo de promover a eficiência da operação e manutenção da RNT, atuando de um modo preventivo a montante da continuidade de serviço.

O mecanismo baseia-se no indicador de disponibilidade dos elementos da RNT designado por taxa combinada de disponibilidade, cujo valor determina a atribuição dum incentivo ou duma penalidade económica à empresa concessionária, a REN, conforme se situe acima ou abaixo de um nível de referência estabelecido.

### 3.9.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Aproveitando o presente processo de revisão do RQS propõe-se que o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT esteja previsto no RQS e detalhado em procedimento específico do MPQS.

Para o ano de 2014, manter-se-ão o cálculo dos indicadores e os parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que se encontram estabelecidos para o presente período regulatório de 2012-2014.

#### **Síntese das propostas:**

12. O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT passa a estar previsto no RQS e detalhado em procedimento específico do MPQS.

## **4 QUALIDADE DE ENERGIA**

### **4.1 DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS DOS PLANOS DE MONITORIZAÇÃO**

#### **4.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

A divulgação dos resultados das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão é realizada de forma agregada nos relatórios da qualidade de serviço das empresas e no relatório da qualidade de serviço da ERSE, publicados anualmente. Esta forma de divulgação não permite aos utilizadores das redes o conhecimento direto aos resultados da monitorização da qualidade da onda de tensão dos pontos de rede mais próximos das suas instalações. O conhecimento dos resultados concretos dos planos de monitorização, para além de ser útil aos utilizadores já ligados às redes, é também de grande utilidade na fase de projeto de algumas instalações que se identifiquem como sensíveis à qualidade da onda de tensão e pretendam prever formas de imunização às variações das características da tensão que comportem maiores riscos.

#### **4.1.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

Atendendo à importância de permitir aos utilizadores das redes o acesso aos resultados das medições realizadas no âmbito do plano de monitorização da qualidade de energia, os operadores das redes devem manter atualizado um sistema de divulgação na sua página da internet.

A divulgação dos resultados de monitorização da qualidade de energia deve ser efetuada por ponto de rede monitorizado, preferencialmente acompanhado por um mapa que permita a identificação da localização geográfica do respetivo ponto de rede.

#### **Síntese das propostas:**

13. Obrigatoriedade de divulgação dos resultados do plano de monitorização da qualidade de energia por ponto de rede monitorizado.
--

### **4.2 INTRODUÇÃO DO CONCEITO DE QUALIDADE DE ENERGIA**

#### **4.2.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos de qualidade de serviço em vigor apresentam uma abordagem centrada nas características da forma de onda de tensão, na qual se destaca essencialmente a medição das

consequências de perturbações introduzidas pelos utilizadores das redes ou pela própria operação das redes.

#### 4.2.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Um dos objetivos estratégicos identificados para o processo de revisão regulamentar foi a evolução para um conceito de maior partilha de responsabilidade entre operadores e utilizadores das redes. Neste sentido, propõe-se que a atual perspetiva de medição da forma de onda da tensão, na qual se identificam as consequências das perturbações, evolua para uma medição conjunta da onda de tensão e da onda de corrente, no sentido de permitir uma melhor identificação da origem de algumas dessas perturbações e, conseqüentemente atribuir responsabilidades pela mitigação das mesmas. Esta evolução consagra regulamentarmente a prática já instituída pelos operadores das redes elétricas em Portugal, abre o caminho para uma resposta aos anseios de alguns dos utilizadores, no sentido de uma identificação dos responsáveis pela origem das perturbações, indo ao encontro das melhores práticas internacionais identificadas neste domínio

#### **Síntese das propostas:**

14. Aplicação do conceito de qualidade de energia no RQS.

### 4.3 PLANO BIANUAL DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA

#### 4.3.1 SITUAÇÃO ATUAL

De acordo com os regulamentos em vigor, os operadores das redes das regiões autónomas têm a obrigação de submeter anualmente à DRE da RAA ou DRCIE da RAM, com conhecimento da ERSE, um plano de monitorização da qualidade da onda de tensão para aprovação. Esse plano deve conter a descrição e justificação das ações de monitorização que se propõem a realizar, nomeadamente no que diz respeito aos pontos de rede selecionados e à duração das ações de monitorização.

Em Portugal continental, apesar de alguns operadores das redes desenvolverem planos de monitorização próprios, de acordo com o regulamento em vigor, não existe obrigação de divulgação ou submissão dos respetivos planos para aprovação. Apesar disso, no regulamento em vigor estão estabelecidos requisitos relativos à localização e número mínimo de pontos de rede a serem monitorizados, bem como à duração mínima das medições a efetuar.

Em todos os regulamentos em vigor existe ainda a obrigação de os operadores das redes procederem a medições complementares sempre que se verifique a existência de reclamações relativas às características da onda de tensão por parte dos utilizadores das redes.

#### 4.3.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

No sentido de promover uma sistemática caracterização da qualidade de energia das redes, a ERSE propõe que a totalidade dos operadores das redes de Portugal continental, da RAA e da RAM desenvolvam planos bianuais de monitorização da qualidade de energia, a submeter à ERSE para aprovação, envolvendo a DGEG, para as redes em Portugal continental, a DRE, na RAA, ou a DRCIE, na RAM. O plano de monitorização de qualidade de energia a submeter deve, justificadamente, identificar o número e a localização dos pontos da rede em que se propõem efetuar medições, bem como a duração das mesmas.

#### **Síntese das propostas:**

15. Obrigatoriedade de submissão para aprovação da ERSE, envolvendo a DGEG, DRE da RAA ou DRCIE da RAM, de um plano bianual de monitorização da qualidade de energia para aprovação..As características do plano de monitorização da qualidade de energia a apresentar pelos operadores ficam definidas em procedimento próprio a integrar o MPQS.

#### 4.4 LOCALIZAÇÃO E DURAÇÃO DAS MEDIÇÕES DA QUALIDADE DE ENERGIA

##### 4.4.1 SITUAÇÃO ATUAL

Com o objetivo de identificar um conjunto de boas práticas a ter em conta no momento de definição dos requisitos que um plano de monitorização da qualidade de tensão deve incorporar, o CEER publicou em dezembro de 2012 o documento “*Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes*”. Neste documento, atendendo à sazonalidade com que ocorrem alguns eventos de tensão, como sejam as cavas de tensão, é identificada como uma boa prática a monitorização permanente (ou por períodos mínimos de 1 ano) da totalidade das subestações MAT/AT e AT/MT. No que diz respeito às redes em BT, considerando que a maioria dos utilizadores das redes ligados a este nível de tensão são essencialmente sensíveis a fenómenos contínuos, logo menos sujeitos a sazonalidade, como sejam as variações lentas do valor eficaz da tensão, não se considera fundamental que os períodos de mediação das características da tensão tenham uma duração anual. Tendo ainda em conta o número tipicamente elevado de PT existentes numa rede de distribuição, o documento do CEER considera que apenas deve ser monitorizada uma amostra do número de PT necessários para que se atinja uma representatividade estatística. Este guia de boas práticas do CEER refere ainda que a monitorização na totalidade dos pontos de entrega de uma rede de algumas das características da tensão poderá ser atingida num futuro próximo através da implementação de “smart meters”.

O regulamento em vigor para Portugal continental, no que diz respeito à monitorização da qualidade de tensão, estabelece requisitos mínimos quanto ao número de pontos de rede a monitorizar na rede de transporte e nas redes de distribuição. No que diz respeito à RAA e à RAM, os regulamentos da qualidade de serviço não estabelecem requisitos quanto ao número, localização e duração das medições da qualidade de tensão a realizar, remetendo essa informação para o plano anual de monitorização da qualidade da onda de tensão a propor pelos operadores.

#### 4.4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A ERSE propõe que os planos bianuais de monitorização da qualidade de energia, a desenvolver pelos operadores das redes, permitam uma cobertura geográfica equilibrada do território nacional, com especial incidência nas zonas de rede em que se detete a existência de utilizadores mais suscetíveis a alterações das características da tensão. No procedimento específico relativo ao plano de monitorização da qualidade de tensão, a integrar no MPQS, é definido o número mínimo de pontos de rede a monitorizar por operador de rede e, quando aplicável, a taxa de crescimento mínima que esse número de pontos da rede deve observar em cada ano.

Relativamente ao tipo de monitorização a realizar, considera-se que os planos de monitorização da qualidade de energia nas redes em MAT, AT e MT deverão evoluir tendencialmente para monitorizações permanentes ou para campanhas de monitorização com duração mínima de 1 ano na totalidade das subestações dessas redes. No que diz respeito à monitorização da qualidade de energia em BT, considera-se que a duração das medições não deverá ser inferior a 90 dias.

#### **Síntese das propostas:**

16. Estabelecimento de um número mínimo de pontos de rede em que se monitoriza a qualidade de energia e, quando aplicável, a respetiva taxa de crescimento anual.

17. Definição da duração mínima que as medições da qualidade de energia devem respeitar nos diferentes níveis de tensão.

As alterações propostas serão integradas em procedimento específico do MPQS.

#### **4.5 ALTERAÇÕES RESULTANTES DA NP EN 50160: 2010**

O CENELEC publicou em 2010 uma nova versão da norma EN 50160 que substitui a versão de 2007 da mesma norma. As principais diferenças desta versão de 2010 relativamente à anterior vão no sentido de uma maior clarificação de conceitos que a tornem mais aplicável no âmbito regulamentar e a introdução de uma nova seção relativa às características da tensão em redes de distribuição em AT. Houve,

também, uma nova organização do documento que agrupa as seções relacionadas com acontecimentos e fenómenos contínuos e a modificação de algumas das definições e procedimentos.

#### 4.5.1 APLICAÇÃO AO NÍVEL AT

##### 4.5.1.1 SITUAÇÃO ATUAL

A versão de 2007 da norma NP EN 50160 apenas estabelece as características da tensão para as redes MT e BT. No que diz respeito às características da tensão de alimentação dos pontos de entrega das redes MAT e AT, as mesmas encontram-se estabelecidas nos anexos e normas complementares dos regulamentos da qualidade de serviço atualmente em vigor.

##### 4.5.1.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A introdução na NP EN 50160: 2010 de uma nova seção relativa às características da tensão em redes AT, permite que se suprima a necessidade de recurso a anexos e normas complementares para a definição dessas características, remetendo o regulamento diretamente para a respetiva norma, tal como já acontecia para a MT e para a BT. Mantem-se a necessidade do RQS estabelecer as disposições aplicáveis para a rede MAT de Portugal continental, que passa a constituir um procedimento específico do MPQS.

#### **Síntese das propostas:**

18. As características da tensão para as redes em AT passarão a ser estabelecidas pela NP EN 50160: 2010, propondo-se um procedimento específico no MPQS para a MAT.

#### 4.5.2 ATUALIZAÇÃO DO QUADRO DE AGREGAÇÃO DAS CAVAS DE TENSÃO

##### 4.5.2.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem um quadro para registo do número de cavas de tensão medidas durante o período de monitorização das características da onda de tensão. Este quadro é composto por intervalos de valor da tensão residual e da duração das cavas de tensão ocorridas.

##### 4.5.2.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A versão 2010 da NP EN 50160 adotou um novo quadro para registo do número de cavas de tensão medidas durante o período de monitorização da qualidade de energia. Neste novo quadro, os intervalos

de valor da tensão residual e da duração das cavas de tensão ocorridas foram definidos de forma aproximada aos intervalos utilizados pelos fabricantes de equipamentos para teste e caracterização da sua imunidade a eventos de tensão. Este facto permite que os utilizadores das redes, tendo conhecimento prévio dos resultados da monitorização da qualidade de energia do ponto de rede a que estão ligados ou a que se pretendem ligar, possam optar pela aquisição de equipamentos que melhor se adequem a essas características da rede e apresentem o nível adequado de imunidade às perturbações registadas.

**Síntese das propostas:**

19. Adoção do novo quadro para apresentação do número de cavas de tensão medidas durante o período de monitorização da qualidade de energia.

## **4.6 MONITORIZAÇÃO DE SOBRETENSÕES**

Designam-se por sobretensões os valores de tensão superiores aos que correspondem às condições normais de serviço. Também se designa por sobretensão o fenómeno físico a que correspondem valores de tensão anormalmente elevados.

Geralmente são causadas por descargas atmosféricas, descargas electrostáticas, defeitos de isolamento ou operação de elementos da rede, em particular, de disjuntores (sobretensões de manobra), sendo determinantes para a especificação dos níveis de isolamento dos equipamentos e dos respetivos dispositivos de proteção.

As sobretensões podem causar defeitos graves nos equipamentos, provocando curto-circuitos, que em geral se manifestam por intensidades de corrente muito elevadas (nalguns casos, na ordem dos kA). Noutras situações, não existindo danos diretos, ocorre um envelhecimento prematuro dos equipamentos.

A mitigação das consequências associadas às sobretensões consegue-se através da instalação de dispositivos de proteção de equipamento como cabos de guarda, descarregadores de sobretensão ou reguladores dinâmicos de tensão.

### **4.6.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos da qualidade de serviço atualmente em vigor em Portugal não preveem a monitorização das sobretensões, apesar de alguns operadores o fazerem há já alguns anos.

Em Dezembro de 2012, o *Council of European Energy Regulators* (CEER), em conjunto com o *Energy Community Regulatory Board* (ECRB), publicou o documento “*Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes*” que, entre

outros aspetos, identifica as sobretensões como evento a monitorizar, estabelecendo, à semelhança do que sucede com as cavas de tensão, que essa monitorização seja feita com recurso a equipamentos de monitorização permanente (período de monitorização anual).

Adicionalmente, o documento “5<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply – 2011”, identifica um conjunto já vasto de países europeus nos quais os operadores das redes de transporte e de distribuição estão obrigados a monitorizar as sobretensões nas respetivas redes, como a Suécia, a Noruega, a Eslovénia, a França, a Itália, a Holanda, a Hungria, entre outros.

#### 4.6.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Aproveitando a presente revisão do RQS, pretende introduzir-se a obrigatoriedade de monitorização e divulgação das sobretensões por parte dos operadores de rede, nos termos estabelecidos na norma NP EN 50160: 2010, optando-se por não impor, nesta fase, valores limite, não só devido ao carácter inicial desta monitorização, mas também à imprevisibilidade do fenómeno e à multiplicidade de fatores aleatórios que condicionam a sua ocorrência.

#### **Síntese das propostas:**

20. Introdução da obrigatoriedade de monitorização e divulgação das sobretensões de acordo com a norma NP EN 50160: 2010.

### 4.7 CAVA DE TENSÃO EQUIVALENTE EM EVENTOS POLIFÁSICOS

O facto de ocorrerem cavas de tensão que atingem mais do que uma fase e em que por vezes o início e fim da cava de tensão ocorre em fases diferentes ou em que a tensão residual mínima atingida é distinta em cada uma das fases, conduz a que, para efeitos de registo, haja necessidade de determinar uma cava de tensão equivalente com duração e tensão residual únicas.

#### 4.7.1 SITUAÇÃO ATUAL

Nos regulamentos em vigor é estabelecida uma metodologia para determinação da cava de tensão equivalente em eventos polifásicos. No entanto, esta metodologia é apenas utilizada em Portugal, não permitindo que se realizem comparações internacionais sobre o número de cavas medidas.

#### 4.7.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

A norma EN 61000-4-30 estabelece uma metodologia para a determinação da cava de tensão equivalente em eventos polifásicos. Atendendo a que o documento do CEER “*Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes*”

aponta para que essa seja a metodologia a adotar pelos diferentes países, na revisão do RQS propõe-se a adoção dessa metodologia para determinação da cava equivalente em eventos polifásicos.

**Síntese das propostas:**

21. Substituição da atual metodologia para determinação da cava equivalente em eventos polifásicos pela metodologia proposta pela norma EN 61000-4-30.

## **5 PLANO DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

### **5.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor estabelecem a obrigatoriedade de submissão de um plano de melhoria da qualidade de serviço, quando os operadores das redes identificarem a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos padrões gerais ou individuais de continuidade de serviço.

### **5.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO**

A ERSE propõe que a obrigatoriedade de submissão de um plano de melhoria da qualidade de serviço passe a ser aplicada nas situações em que se identifique a existência de pontos de entrega ou zonas das redes nos quais os limites das características de qualidade da tensão impostos pela norma NP EN 50160 para as redes em AT, MT e BT ou pelo procedimento específico aplicável à rede em MAT, sejam sistematicamente ultrapassados.

O plano de melhoria da qualidade de serviço a submeter pelos operadores das redes deverá fazer parte integrante dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes. Estes planos de melhoria deverão ser acompanhados da respetiva calendarização e orçamentação, bem como de um estudo de análise custo-benefício.

Os operadores das redes deverão publicar anualmente relatórios relativos à execução dos respetivos planos de melhoria da qualidade de serviço. Estes relatórios deverão ser parte integrante do relatório anual sobre a qualidade de serviço, a publicar pelos operadores das redes.

#### **Síntese das propostas:**

22. Alargar o âmbito de aplicação do plano de melhoria da qualidade de serviço à qualidade de energia.
23. Integração dos planos de melhoria da qualidade de serviço nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das redes, incluindo a calendarização, orçamentação e estudo de análise custo-benefício.
24. Obrigação de apresentação de um relatório referente à execução do plano de melhoria, a integrar o relatório anual sobre a qualidade de serviço.



## **6 INFORMAÇÃO AO CLIENTE**

Com a cada vez maior preponderância dos contactos à distância, quer pela utilização da internet quer com a utilização do contacto telefónico para concretização da relação contratual com o cliente, é necessário manter a garantia da disponibilização e acessibilidade da informação contratual e pré-contratual, como meio de evitar conflitos e garantir a paridade de conhecimentos entre as partes.

Este capítulo apresenta a proposta relativa ao âmbito da informação, à identificação das entidades que têm de a disponibilizar, às matérias abrangidas e aos meios necessários à sua divulgação.

### **6.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os RQS atuais impõem ao comercializador de último recurso e aos comercializadores a obrigatoriedade de disponibilização de informação rigorosa e atual sobre os seguintes temas: serviços, preços, faturação, meios de pagamento, contratos de fornecimento, indicadores de qualidade de serviço, interrupção do fornecimento, reclamações e resolução de conflitos.

Os regulamentos estabelecem a obrigação de publicação de folhetos informativos aos operadores das redes de distribuição sobre as seguintes matérias:

- Segurança nas instalações de eletricidade;
- Compensação do fator de potência;
- Atuação em caso de falha do fornecimento de energia elétrica;
- Padrões individuais de qualidade de serviço e compensações associadas;
- Clientes com necessidades especiais;
- Leitura de contadores pelos clientes.

Os comercializadores de último recurso devem divulgar folhetos com as matérias acima indicadas e publicar folhetos informativos sobre as seguintes matérias:

- Utilização eficiente de eletricidade;
- Contratação, incluindo condições específicas relativas a clientes com necessidades especiais;
- Apresentação e tratamento de reclamações;
- Modalidade de faturação e pagamento;
- Utilização de estimativas de consumo para efeitos de faturação.

Os comercializadores devem também divulgar esta informação, podendo, contudo, escolher o suporte que considerem mais adequado.

Quando os folhetos informativos digam respeito aos direitos e deveres dos consumidores, os regulamentos preveem a consulta de associações de defesa do consumidor, de âmbito nacional e de interesse genérico e de interesse específico para o setor elétrico.

A informação referida deverá estar permanentemente disponível nos locais de atendimento e nas páginas na internet dos operadores das redes de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores.

## **6.2 PROPOSTAS**

Com a abertura e desenvolvimento do mercado retalhista, as questões relativas à informação ao cliente ganham maior relevo. Assim, a proposta apresentada tem dois objetivos principais:

- Clarificar as matérias que cada entidade deve publicar e divulgar;
- Permitir que cada entidade escolha a forma que considere mais adequada para essa divulgação.

Desta forma, considera-se que a lista de matérias se mantém genericamente atual, propondo-se alterações pontuais.

No que respeita ao segundo objetivo, propõe-se eliminar a obrigatoriedade de publicação de folhetos. Considera-se que os agentes devem poder escolher as formas de divulgação que considerem mais eficazes e adequadas aos seus clientes. Ainda assim, a disponibilização da informação deverá ser gratuita.

No atendimento presencial as empresas poderão, no momento da solicitação, imprimir a informação, diminuindo o custo em publicações que se podem desatualizar ou não ser requeridas tantas as vezes quantas as expectáveis.

Incluiu-se também, pela primeira vez, a necessidade de disponibilização de informação obrigatória no contacto com o cliente nas vendas à distância, designadamente, na venda porta a porta. Na verdade, este é um meio importante para a comunicação e venda de produtos, fazendo sentido por isso incluir esta modalidade no âmbito das obrigações de informação das empresas com os seus clientes.

### **Síntese das propostas:**

25. Clarificação das matérias a disponibilizar pelos operadores das redes de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores.

26. Permitir que cada empresa escolha os meios que considera mais adequados para dar cumprimento às obrigações de divulgação, mantendo a gratuidade.



## **7 MEIOS DE CONTACTO COM O CLIENTE**

Ao longo do ciclo de um contrato de fornecimento, um cliente necessita de contactar com o seu comercializador por diversas razões, tais como:

- Avaria ou interrupção de fornecimento;
- Solicitação de serviços, nomeadamente os resultantes de alterações contratuais (ex. potência contratada);
- Aspectos relacionados com a leitura do equipamento de medição (ex. comunicação de leituras, agendamento de leituras presenciais);
- Pedidos de informação ou reclamações.

Antes da escolha do comercializador, o cliente pode ter ainda a necessidade de contactar os comercializadores para obter informação sobre as propostas comerciais disponíveis. No final do ciclo de um contrato, há ainda o contacto necessário à rescisão do contrato.

As empresas devem disponibilizar os meios necessários à multiplicidade de contactos com os seus clientes. Os meios disponibilizados podem depender do segmento de clientes a que se dirige o comercializador. De qualquer forma, deve ser conhecido o desempenho dos meios disponibilizados e assegurado um nível mínimo, uma vez que se trata de um serviço público essencial.

Assim, neste capítulo apresentam-se propostas para o seguinte:

- Meios de contato obrigatórios, ou seja, aqueles que são considerados mínimos para assegurar o relacionamento com o cliente.
- Monitorização da qualidade de serviço do atendimento em cada meio.
- Níveis mínimos de qualidade.

### **7.1 MEIOS DE CONTACTO OBRIGATÓRIOS**

#### **7.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os RQS em vigor na RAA, RAM e Portugal continental são coincidentes sobre os meios de contacto obrigatórios a disponibilizar aos clientes pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso, os quais se sintetizam na tabela seguinte.

**Quadro 7-1 – Meios de atendimento obrigatórios nos atuais RQS para os ORD e CUR**

	Atendimento presencial	Atendimento telefónico	Atendimento escrito	Atendimento por correio eletrónico
Clientes BT	X	X	X	X
Clientes MT ou AT	Devem adotar as modalidades que assegurem aos interessados uma qualidade de atendimento adequada.			

Para Portugal continental, o regulamento não estabelece obrigações para os comercializadores de mercado, encontrando-se visivelmente desatualizado, situação que será corrigida com o novo regulamento.

No que respeita ao atendimento prestado pelo operador da rede de transporte (REN), o regulamento é omissivo, deixando à empresa a escolha dos meios de atendimento que coloca ao dispor, situação que parece adequada, uma vez que esta entidade se relaciona essencialmente com outros operadores das redes de distribuição e, em algumas situações, com clientes ligados em MAT.

Importa ainda recordar que o Regulamento de Relações Comerciais estabelece que o relacionamento deve ocorrer entre o cliente e o respetivo comercializador (seja de mercado ou de último recurso), com exceção das temáticas de ligações às redes e comunicação de leituras ou de avarias, em que o contacto pode ser feito diretamente para o operador da rede respetivo.

As empresas têm optado por dedicar os canais mais massificados (balcões e, em especial, *contact centres*) aos clientes em BT. Os clientes de níveis de tensão superiores são habitualmente atendidos de forma mais personalizada, designadamente através de gestores de cliente.

Alguns dos comercializadores que operam em Portugal continental têm propostas comerciais para o fornecimento de eletricidade, fornecimento de gás natural e propostas que incluem ambos os produtos (propostas duais). Nestas situações, os meios de atendimento são habitualmente comuns aos dois setores. Assim, importa recordar a situação existente no setor do gás natural, resultante de recente revisão do RQS desse setor, que se sintetiza no quadro seguinte.

**Quadro 7-2 – Meios de atendimento obrigatórios no setor do gás natural**

Atividade	Meios de contacto obrigatórios		
	Presencial	Telefónico	Por escrito
ORD	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
CURR	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
C		X (ou outro meio equivalente de resposta imediata)	X (Correio postal) (Formato eletrónico, p.i. e reclamações)

ORD – operador da rede de distribuição; CURR – comercializador de último recurso retalhista; C – comercializador (em regime de mercado); p.i. – pedidos de informação

### 7.1.2 PROPOSTAS

Os meios de contacto disponibilizados por uma empresa dependem do tipo/segmento de clientes da empresa e dos serviços prestados. Todavia, uma vez que estamos perante um serviço público essencial, é necessário encontrar um equilíbrio que garanta um mínimo de qualidade dos meios de atendimento sem impor custos que o cliente não irá valorizar.

Deste modo, todas as empresas devem garantir que os meios de contacto disponibilizados aos clientes permitem, no seu conjunto, garantir um atendimento completo.

Para uma melhor discussão sobre o tema, importa compreender os custos associados a cada meio de atendimento, em especial ao atendimento presencial e ao atendimento telefónico. A análise deste tipo de custos é complexa por diversas razões, nomeadamente:

- Muitas das empresas optam por gerir este tipo de meios de atendimento em regime de prestação de serviços por entidades externas à empresa.
- Na maioria das situações, os meios de atendimento são partilhados entre empresas e atividades, não sendo simples distinguir custos por cada uma das empresas/atividades.
- Existem significativas economias de escala neste tipo de custos.

Tendo presente estas dificuldades, procurou-se responder à seguinte questão - quanto custa por cliente ou atendimento o atendimento presencial e o atendimento telefónico.

A EDP Distribuição, a EDP Serviço Universal e a EDP Comercial contratam os serviços de atendimento presencial e os serviços de *contact centre* a uma outra empresa do grupo (EDP Soluções Comerciais). Tendo em vista uma melhor repartição dos custos entre as diferentes empresas, em 2011 foi efetuado um estudo pela empresa Deloitte que permitiu identificar alguns custos de atendimento para cada uma das empresas.

A EEM iniciou a operação do seu *contact centre* em 2009 e tem vindo a fornecer à ERSE valores desagregados de custos para esta infraestrutura.

Assim, tendo por base a informação referida, foi possível chegar a uma gama de valores de custos e atendimento que se sintetizam no quadro seguinte.

**Quadro 7-3 – Banda de custos indicativos para atendimento presencial e atendimento telefónico  
(*contact centre*)**

Meio atendimento	Custo por atendimento (€/atendimento)	Custo por cliente (€/cliente)
Presencial	12,2 - 13,4	3,2 - 4,5
Telefónico	1,1 – 2,7	1,1 – 1,5

Fonte: Deloitte, EEM

Como seria expectável, o atendimento presencial tem custos superiores, sendo o atendimento telefónico (em *contact centre*) adequado para maiores volumes de atendimentos.

#### 7.1.2.1 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Conforme já referido, o operador da rede de transporte em Portugal continental (REN) interage com um número reduzido de entidades (outros agentes do setor e grandes clientes), com as quais tem estabelecidos canais de comunicação individualizados, pelo que se considera que não deve ter obrigações definidas quanto aos meios a disponibilizar, mantendo-se a situação atualmente em vigor.

#### 7.1.2.2 OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como referido, o RRC prevê as matérias sobre as quais os consumidores podem contactar diretamente com os operadores das redes. Atualmente, a maioria dos comercializadores tem optado por encaminhar diretamente os seus clientes para o operador da rede no que respeita à receção de leituras e à comunicação de avarias.

Assim, considera-se necessário que os ORD continuem a disponibilizar os canais de atendimento atualmente em vigor para receção de comunicação de leituras e de avarias.

Pode questionar-se se é necessário que o ORD continue a disponibilizar atendimento presencial, nomeadamente porque a comunicação de avarias não é habitualmente feita por este canal. Todavia, uma questão de prudência leva a ERSE a propor que se mantenha a situação existente, nomeadamente porque o tema das ligações às redes, da responsabilidade dos ORD, é um tema que pode ser complexo e mais facilmente tratado presencialmente. Por outro lado, os atendimentos presenciais dos ORD existentes são partilhados com outras empresas/atividades, com a consequente diluição de custos, pelo que a opção proposta não aparenta apresentar custos significativos.

Em síntese, propõe-se manter a obrigação dos ORD disporem de atendimento ao público, nas formas já existentes, sem que seja feita distinção por segmento de clientes.

#### 7.1.2.3 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E COMERCIALIZADORES

Quanto aos CUR, uma vez que o mercado se encontra ainda numa fase de consolidação para os clientes domésticos, a ERSE considera prudente manter as exigências quanto aos meios de contacto obrigatórios.

Relativamente aos comercializadores, a ERSE considera que estes devem ter maior liberdade de estabelecer os canais de comunicação com os seus clientes. Por exemplo, os comercializadores podem oferecer os meios que considerem que melhor se adaptam aos segmentos de clientes a que se destinam as suas ofertas. Tendo por base os custos indicativos apresentados para cada tipo de atendimento, é expectável que o tipo de canais disponibilizados dependa da expressão territorial que um comercializador pretenda ter<sup>1</sup> e da dimensão da sua carteira.

Não obrigando a determinados canais de atendimento evita-se condicionar o mercado ou impor custos que os clientes possam não estar interessados em suportar. Um determinado cliente poderá considerar adequado não dispor de atendimento presencial e, portanto, este fator pesará na escolha do seu comercializador. Esta situação ocorre hoje noutros setores, como a banca e os seguros. A imposição de diversas e distintas formas de contacto com os consumidores tem por consequência a oneração da atividade de comercialização o que, em mercado, pode constituir uma barreira à atividade de novos agentes, com efeitos negativos ao nível da concorrência.

Face ao exposto, a proposta estabelece que o contacto por escrito deve ser sempre possível, tendo como mínimo o correio postal (correio tradicional) e o formato eletrónico, este último para receção de

---

<sup>1</sup> Naturalmente a expressão territorial tem também relação direta com o segmento de clientes alvo (domésticos, empresariais, industriais).

pedidos de informação e de reclamações. Acresce que os comercializadores devem garantir um meio de contacto telefónico ou um meio equivalente, isto é, que permita aos clientes uma comunicação imediata das suas solicitações durante um horário publicitado. Os outros meios de contacto ficam assim ao critério dos comercializadores.

### Síntese das propostas:

27. Os meios de contacto obrigatórios são os seguintes:

Atividade	Meios de contacto obrigatórios		
	Presencial	Telefónico	Por escrito
ORD	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
CUR	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
C		X (ou outro meio equivalente de resposta imediata)	X (Correio postal) (Formato eletrónico, p.i. e reclamações)

ORD – operador da rede de distribuição; CUR – comercializador de último recurso;  
C – comercializador (em regime de mercado); p.i. – pedidos de informação

## 7.2 ATENDIMENTO PRESENCIAL

### 7.2.1 SITUAÇÃO ATUAL

Segundo os RQS em vigor, a qualidade do atendimento presencial dos ORD e CUR é avaliada através de um indicador geral que avalia a proporção de atendimentos com tempos de espera abaixo de 20 minutos face ao total de atendimentos. O padrão atual deste indicador é de 90% e cada empresa apresenta um valor anual do indicador.

Para este indicador consideram-se os atendimentos realizados pelos ORD e CUR:

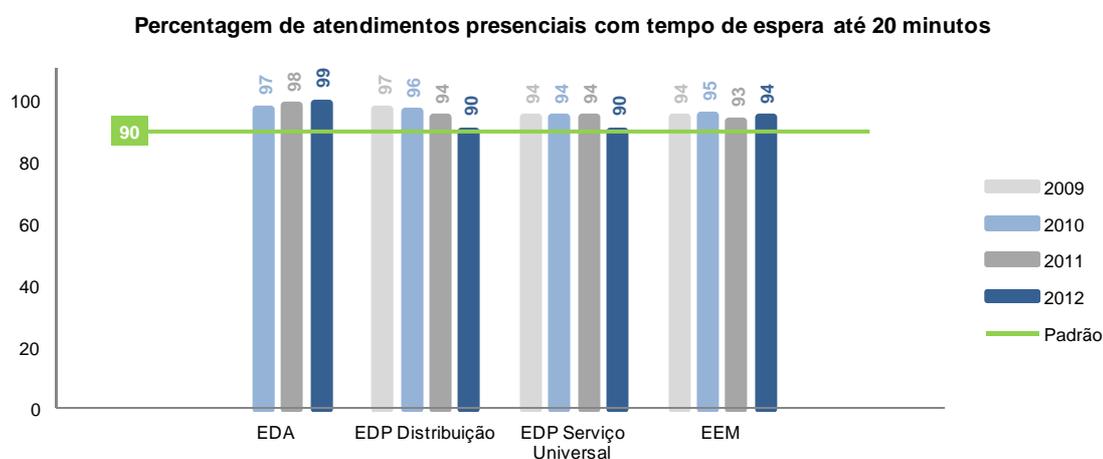
- Nos três centros com maior número de utentes, no caso das regiões autónomas;
- Nos dois centros com maior número de utentes em cada um dos seguintes conjuntos de distritos, para Portugal continental:
  - Viana do Castelo, Braga, Bragança, Vila Real e Porto;
  - Aveiro, Leiria, Coimbra, Castelo Branco, Guarda e Viseu;

- Santarém, Lisboa, Setúbal, Portalegre, Évora, Beja e Faro;

O tempo de espera é definido como o tempo que medeia entre o instante de atribuição da senha que estabelece o número de ordem de atendimento e o início deste.

A análise ao desempenho das empresas nos últimos anos demonstra um cumprimento regular do padrão, como se pode observar na figura seguinte, com uma ligeira degradação em 2012 no caso a EDP Distribuição e EDP Serviço Universal, especialmente influenciado pela extinção das tarifas de venda a clientes finais e dúvidas relacionadas com o mercado.

**Figura 7-1 – Indicador geral relativo ao tempo de espera no atendimento presencial**



A nível europeu, de entre os 17 países analisados no 5.º relatório de *Benchmarking* do CEER, apenas a Hungria, a Itália e Portugal estabelecem um indicador geral com padrão para o atendimento presencial no setor da energia elétrica.

## 7.2.2 PROPOSTAS

É necessário enquadrar a avaliação do atendimento presencial com a realidade da liberalização do setor e com o aparecimento de novos comercializadores e de novos produtos. Importa garantir níveis mínimos de qualidade no atendimento presencial a cumprir pelos comercializadores sem criar barreiras demasiado elevadas à entrada ou ao desenvolvimento do mercado.

A ERSE considera que se deve manter o indicador atual como forma de monitorização. No entanto, a apresentação de um valor único do indicador por empresa, resultante da agregação dos valores dos vários centros monitorizados, afasta-se da perceção dos clientes, que é focada no desempenho de cada centro. Assim, e uma vez que os diversos centros de maior afluência já são alvo de monitorização, propõe-se que os ORD, CUR e C que disponham de atendimento presencial avaliem o desempenho por

centro de atendimento. Para que os custos com a avaliação do desempenho no atendimento presencial não sejam desproporcionados, propõem-se as seguintes ressalvas:

- As empresas que partilhem um mesmo centro de atendimento podem optar por calcular um indicador conjunto para esse centro de atendimento. Nesse caso comunicam a proporção de atendimentos que lhes correspondem;
- Cada empresa deve avaliar um conjunto de centros de atendimento que tenha garantido pelo menos 40% dos atendimentos efetuados no ano anterior.
- As empresas que tenham menos de cinco mil atendimentos por ano estão dispensadas da avaliação do tempo de espera.

Esta proposta constitui uma obrigação mínima, podendo as empresas que partilhem centros de atendimento optar por monitorizar e apresentar o valor do indicador desagregado por empresa ou atividade.

Deve procurar-se que os aspetos da qualidade de serviço comercial sejam tidos em consideração pelos clientes ao escolherem o seu comercializador. É neste sentido que se propõe que este indicador deixe de ter padrão. Procura-se desta forma que a divulgação do desempenho de cada centro se torne mais um fator de comparação e constitua um sinal de incentivo às empresas para a melhoria da qualidade no atendimento presencial.

Algumas empresas optam por realizar um pré-atendimento ou triagem, que consiste em auxiliar os utilizadores dos centros de atendimento na escolha da senha mais correta ou a verificarem se dispõem de todos os documentos necessários, de forma a proporcionar ao cliente um atendimento mais eficaz. No entanto, a definição atual do tempo de espera não tem em conta este tipo de pré-atendimento. Consequentemente propõe-se que “tempo de espera” passe a ser o intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento. Pretende-se assim sinalizar às empresas que, utilizando os meios de que já dispõem, procurem minimizar o tempo de espera no pré-atendimento.

**Síntese das propostas:**

28. As empresas que disponham de atendimento presencial devem calcular o indicador, exceto as que tenham menos de cinco mil atendimentos por ano.

29. Manter indicador atual mas sem padrão e calculado por centro de atendimento.

30. Empresas que partilhem um mesmo centro de atendimento podem calcular valor conjunto para esse centro, comunicando a proporção de atendimentos que lhes correspondem.

31. Cada empresa avalia um conjunto de centros que tenha garantido 40% dos seus atendimentos no ano anterior.

32. “Tempo de espera” passa a ser o intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início deste.

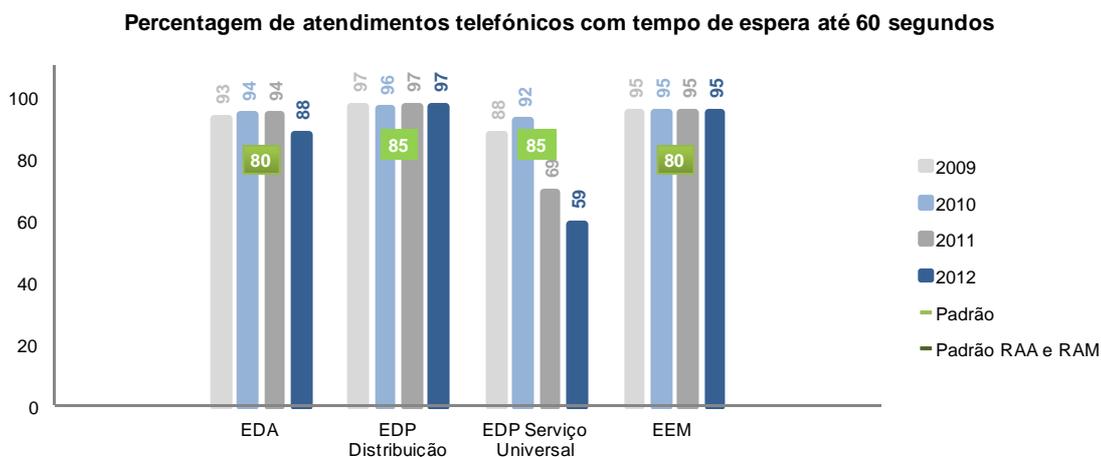
### **7.3 ATENDIMENTO TELEFÓNICO**

#### **7.3.1 SITUAÇÃO ATUAL**

De acordo com os regulamentos em vigor, todos os comercializadores de último recurso e operadores das redes de distribuição têm de dispor de atendimento telefónico. O desempenho deste tipo de atendimento é avaliado pelo tempo de espera para ser atendido. Com esse objetivo foi estabelecido um indicador (com tempo de referência de 60 segundos) e respetivo padrão que varia entre 80% nas regiões autónomas e 85% em Portugal continental. O indicador e padrão aplicam-se ao conjunto das linhas/opções de cada uma das empresas.

Os comercializadores/operadores das redes exclusivamente em baixa tensão são entidades com um reduzido número de clientes, pelo que o atendimento telefónico não é feito em estruturas do tipo *call centre*. Assim, não seria possível dispor de informação para cálculo do indicador, pelo que foi consagrada uma exceção para estas entidades. Todavia, deve ser assegurado um atendimento telefónico de qualidade aos seus clientes.

Na figura seguinte apresentam-se os valores do indicador nos últimos quatro anos. Destacam-se as dificuldades sentidas pela EDP Serviço Universal resultantes de problemas na contratação de nova empresa gestora dos centros de atendimento, bem como do aumento significativo do número e duração das chamadas, pelos razões já enunciadas no atendimento presencial.

**Figura 7-2 – Indicadores gerais relativos ao tempo de espera no atendimento telefónico**

O custo da chamada para o cliente depende do assunto, sendo gratuito para avarias e receção de comunicação de leituras de contadores e limitado ao custo de uma chamada local para os assuntos comerciais. A receção de comunicações de avarias deve estar disponível a todo o tempo (24 horas por dia, 7 dias por semana).

Pelas razões já expostas, importa recordar a situação no setor do gás natural, recentemente alterada:

- As características e obrigações passaram a depender do assunto, distinguindo-se as avarias/emergências, a receção de leituras dos contadores e assuntos comerciais.
- Maior liberdade às empresas no atendimento telefónico para assunto de índole comercial, favorecendo a diferenciação no mercado.
- Manteve-se uma regulação mais direta nas avarias/emergências e na receção das leituras dos contadores. Relativamente às leituras, passou-se a avaliar a eficácia da linha disponibilizada para este efeito.

A nível europeu, de entre os 17 países analisados no 5.º relatório de *Benchmarking* do CEER, apenas a Hungria, a Itália, a Estónia e Portugal estabelecem indicadores gerais e padrões para o atendimento telefónico (tempo médio ou percentagem do total).

### 7.3.2 PROPOSTAS

A ERSE considera que a qualidade de serviço prestada no atendimento telefónico deve ser analisada consoante o assunto a que se refere, dadas as diferentes naturezas, a urgência associada a cada tema e os meios tecnológicos que podem ser utilizados para o atendimento. Assim, propõe-se a seguinte separação:

- Receção de comunicação de leituras – Trata-se de comunicações não urgentes. Na atualidade, a maioria das empresas dispõe de uma linha/opção no seu *contact centre* para efetuar este atendimento de modo automático.
- Receção de comunicação de avarias – Trata-se de comunicações urgentes, uma vez que a energia elétrica é hoje um bem essencial para as populações e atividades económicas, devendo ser feitos todos os esforços para que o fornecimento seja repostado o mais rapidamente possível. O atendimento deve ser o mais rápido possível.
- Atendimentos comerciais – Trata-se de comunicações não urgentes e que, na grande maioria das situações, conduzem a um atendimento efetuado por uma pessoa, não sendo possível o atendimento totalmente automático.

#### **RECEÇÃO DE COMUNICAÇÃO DE LEITURAS DE MODO AUTOMÁTICO**

A comunicação de leituras pelos clientes permite melhorar a qualidade da faturação, conseguindo-se uma melhor aderência entre o valor faturado e o valor efetivamente consumido. Por outro lado, a existência de leituras pode contribuir também para uma melhor gestão da rede de distribuição em BT. Assim, tendo em conta que a existência de leituras acaba por favorecer o sistema como um todo, considera-se que se deve manter a gratuidade da comunicação de leituras para os clientes.

Conforme já referido, verifica-se que a maioria das empresas atualmente disponibiliza o serviço de receção de leituras dos contadores através de uma linha/opção automatizada, ou seja, sem intervenção de um operador. Nestes casos, mais do que avaliar o tempo de espera (que é normalmente nulo num atendimento automático), torna-se importante avaliar a eficácia da linha, isto é, se cumpre a sua função de receção das leituras realizadas pelos clientes<sup>2</sup>. Assim, a ERSE propõe que estes atendimentos sejam avaliados por um novo indicador, que corresponde à percentagem de leituras comunicadas (registadas no sistema comercial da empresa) face ao total de chamadas recebidas na linha.

Nesta fase de implementação de um novo indicador, considera-se que seria prematuro estabelecer um padrão. O acompanhamento da ERSE e a divulgação aos consumidores permitirá no futuro reavaliar a necessidade de se estabelecer um padrão.

Dado o tema, não se considera necessário garantir que este serviço esteja disponível 24 horas por dia.

---

<sup>2</sup> Por exemplo, se a organização de menus ou os descritivos dos menus forem complexos os clientes podem desistir a meio da chamada.

## **RECEÇÃO DE COMUNICAÇÃO DE AVARIAS**

Na grande maioria das situações em BT as interrupções de fornecimento só são detetadas pelo operador da rede de distribuição através da comunicação de falta de energia pelos seus clientes. Na MT e AT as empresas dispõem de instrumentação que permite uma monitorização e identificação de avarias em contínuo na rede.

Assim, um cliente em BT ao ligar a informar de uma avaria está a contribuir para que a reposição de serviço seja mais rápida não só para ele mas, em muitas das situações, para outros clientes afetados pela mesma avaria.

A comunicação de avarias, pelos motivos já expostos, não deve ser de modo algum limitada, até pelos benefícios que gera para todo o sistema. Assim, considera-se ser de manter a situação existente, não havendo custos para o cliente quando liga para esta linha, devendo a linha estar disponível de modo permanente (24 horas por dia, 7 dias por semana).

Considera-se ainda que o tempo de espera no atendimento telefónico para receção de comunicação de avarias continua a ser um atributo adequado e importante para avaliar a qualidade deste serviço. Propõe-se assim a manutenção de um indicador geral com tempo de referência de 60 segundos, tal como atualmente existe para a globalidade do atendimento telefónico.

Dada a importância já referida deste atendimento, considera-se necessário associar um padrão para este indicador. A informação histórica sobre o desempenho dos operadores das redes de distribuição na globalidade do seu atendimento telefónico encontra-se na Figura 7-2. Todavia, a sua análise não permite inferir sobre o desempenho das empresas na linha ou opção para receção de comunicação de avarias. Esta linha tem uma variabilidade no número de contactos, havendo uma elevada concentração nos períodos de avarias que afetem um número significativo de clientes. O desempenho é ainda fortemente afetado pela existência de eventos extraordinários (ex. temporais) em que o número de clientes afetados é muito elevado e o tempo de interrupção mais prolongado.

Informação adicional prestada pela EDP Distribuição permite concluir que a linha de avarias teve um desempenho de 84% em 2012, sendo importante reforçar que 2012 foi um ano excelente em termos de continuidade de serviço.

Tendo em conta o exposto, propõe-se manter o padrão atualmente em vigor para a globalidade do atendimento telefónico (85%), mas excluindo situações provocadas por eventos excepcionais (exemplo – fenómenos meteorológicos significativamente anormais).

**ATENDIMENTOS COMERCIAIS**

Sendo os assuntos anteriores separados dos atendimentos comerciais, a ERSE considera que o nível de serviço associado a estes atendimentos comerciais é um elemento de diferenciação e concorrência entre comercializadores, em linha com a experiência europeia. Assim, considera-se suficiente a avaliação do serviço prestado através de um indicador geral, semelhante ao atual, sem necessidade de estabelecer um padrão. Por questões de proteção do consumidor, propõe-se que não seja permitido cobrar chamadas de valor superior ao custo de uma chamada local.

A monitorização do atendimento telefónico obriga a uma determinada infraestrutura tecnológica, com os inevitáveis custos associados. Assim, a exigência de cálculo do indicador referido pode revelar-se excessiva para comercializadores com um reduzido número de clientes, acabando por constituir uma barreira à entrada de novos comercializadores no mercado. Assim, considera-se adequado que a obrigação de cálculo do comercializador só exista para os comercializadores que tenham tido mais de 15 000 clientes ou um número de atendimentos comerciais superior a 5 000 chamadas no ano anterior. Esta opção permitirá muito provavelmente isentar os comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão de calcular este indicador. No que respeita aos comercializadores de mercado, e tendo por base dados de fevereiro de 2013 e considerando somente o critério de número de clientes, teriam de calcular este indicador a EDP Comercial, a Endesa, a Galp Power e a Iberdrola.

**Quadro 7-4 – Número de clientes dos CUR (31 de dezembro de 2012)**

<b>Comercializador</b>	<b>Número de clientes</b>
EDA	118 076
EEM	142 776
EDP Serviço Universal	5 030 206
C.P. de Valongo do Vouga	n.d.
A Celer*	4161
A Lord*	4439
C. E. de Loureiro*	2079
C. E. de S. Simão de Novais*	1493
CEVE	8913
Cooprорiz*	1884
A. E. Moreira de Cónegos*	2085
J. F. de Cortes do Meio*	n.d.

\* - Valores referentes a 31 de dezembro de 2011

n.d. – informação não disponível

**Síntese das propostas:**

33. A avaliação do desempenho no atendimento telefónico é realizada separadamente pelos seguintes assuntos: receção de comunicação de leituras de modo automático, receção de comunicação de situações de avaria e atendimentos comerciais.
34. Leituras: linha gratuita; indicador geral que corresponde à percentagem de leituras registadas face ao total de chamadas recebidas na linha; não é definido padrão.
35. Situações de avaria: linha gratuita e permanente; indicador geral com padrão 85%, excluindo-se situações resultantes de eventos excecionais.
36. Atendimentos comerciais: indicador atual sem padrão; custo da chamada para o utilizador limitado ao preço de chamada local.
37. O indicador dos atendimentos comerciais aplica-se às empresas com mais de 15 000 clientes ou com mais de 5 000 chamadas.

## **8 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES**

As reclamações e os pedidos de informação são muito importantes para a identificação de dificuldades operativas ou de informação das empresas. Neste capítulo descreve-se a situação atual e as propostas relativas a pedidos de informação e a reclamações.

A distinção entre pedidos de informação e reclamações não é tarefa fácil pelo que se procurou clarificar os conceitos tendo em vista tornar mais fácil a identificação dos eventos que se devem considerar para cada um dos indicadores.

### **8.1 PEDIDOS DE INFORMAÇÃO**

#### **8.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

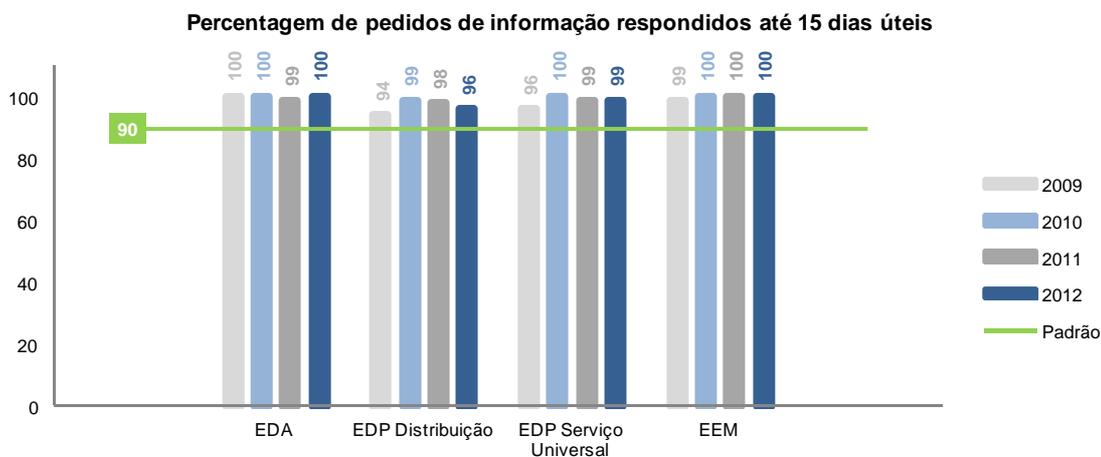
De acordo com os regulamentos em vigor, os clientes podem solicitar informações ao seu comercializador (CUR ou C) sobre aspetos técnicos ou comerciais relacionados com o fornecimento de energia elétrica e com os serviços conexos. A apresentação de pedidos de informação pode ser feita presencialmente em centros de atendimento, por telefone, por carta, por *fax* ou por outros meios disponibilizados pelos CUR e comercializadores.

Os operadores das redes de distribuição, os CUR e os comercializadores devem responder aos pedidos de informação no prazo de 15 dias úteis após a sua receção. O desempenho das empresas é avaliado através de um indicador geral que mede a percentagem de pedidos de informação respondidos dentro do prazo previsto, face ao total de pedidos de informação respondidos. O padrão a cumprir é de 90%.

No caso de pedidos de informação apresentados telefonicamente, e com a publicação do Decreto-Lei n.º 134/2009 que estabelece o regime jurídico aplicável aos centros de atendimento telefónico de relacionamento (*call centres*), as empresas abrangidas passaram a ter a obrigação de responder no prazo de três dias úteis caso não o consigam fazer de imediato.

O desempenho das empresas tem sido acompanhado ao longo dos anos e tem-se pautado por valores sempre acima do padrão, como se pode ver no gráfico abaixo.

Figura 8-1 – Indicador geral relativo ao prazo de resposta a pedidos de informação



O 5.º Relatório de *Benchmarking* do CEER apresenta uma série de informações sobre a qualidade de serviço em diversos países europeus. No que respeita à resposta a pedidos de informação (e reclamações, pois o relatório analisa em conjunto os dois temas), verifica-se que a maior parte dos países analisados exige que a resposta se realize, em média, no prazo de 15 dias, variando numa gama de 5 a 40 dias. O referido relatório menciona que Portugal se distingue dos outros países por ter tempos médios de resposta a pedidos de informação muito inferiores aos de outros países (0,46 dias face a 8,5 dias, para os ORD) e que tal se deve ao facto de serem considerados todos os pedidos de informação, incluindo os recebidos telefonicamente, os quais têm, habitualmente, tempos de resposta muito curtos.

### 8.1.2 PROPOSTAS

A ERSE considera importante definir o que se entende por “pedido de informação” e clarificar que qualquer entidade, singular ou coletiva, deve poder apresentar ao ORT, aos ORD, aos CUR e aos comercializadores, pedidos de informação sobre a temática que achar conveniente, não sendo necessário ser cliente para o poder fazer.

Cada empresa tem uma classificação temática para os pedidos de informação recebidos, o que pode dificultar a comparação entre empresas. No entanto, os temas mais frequentes são comuns às várias empresas (faturação, cobrança). Assim, embora se tenha ponderado estabelecer no regulamento uma classificação dos pedidos de informação, considerou-se não ser necessário, deixando liberdade às empresas para que utilizem as classes que considerarem mais adequadas.

A apresentação de pedidos de informação deve ser facilitada o mais possível, pelo que se propõe que deva ser assegurada em todas as modalidades de atendimento disponibilizadas pela entidade recetora do pedido.

Os pedidos de informação recebidos por escrito têm, pela sua natureza, uma forma de tratamento e um tempo de resposta muito distintos dos pedidos de informação recebidos por telefone, pelo que se considera que a avaliação do desempenho das empresas nesta área deverá, também, ser distinta.

#### **PEDIDOS DE INFORMAÇÃO RECEBIDOS POR ESCRITO**

Propõem-se os seguintes indicadores gerais para os pedidos de informação recebidos por escrito:

- Para o ORT – tempo médio de resposta a pedidos de informação recebidos por escrito no período em análise;
- Para os ORD, CUR e C – quociente entre o número de pedidos de informação recebidos por escrito no período em análise cuja resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação recebidos por escrito no mesmo período. O padrão proposto é de 90%.

Na conceção destes indicadores considerou-se que a avaliação do desempenho do ORT deve centrar-se no tempo de resposta, dado o reduzido número anual de pedidos de informação tratados. Por outro lado, para as restantes empresas e uma vez que o volume de pedidos de informação é consideravelmente maior, a avaliação deve antes centrar-se na percentagem de cumprimentos do prazo máximo de resposta e não no tempo médio de resposta, uma vez que este poderia não tornar evidentes os piores desempenhos. Dada a importância deste tema, propõe-se a manutenção do padrão deste indicador.

#### **PEDIDOS DE INFORMAÇÃO RECEBIDOS POR TELEFONE**

O regime jurídico aplicável aos *call centres* já define obrigações específicas sobre a resposta a pedidos de informação recebidos por telefone, para as empresas às quais este se aplica. A ERSE considera não ser necessário definir obrigações adicionais para este tema. Consequentemente, propõe-se que as obrigações relativas a este tema a referir no regulamento sejam as mesmas já definidas pelo mencionado regime jurídico.

#### **Síntese das propostas:**

- |  |
|--|
| <p>38. É definido “pedido de informação”.</p> <p>39. Permite-se a apresentação de pedidos de informação por qualquer entidade sobre qualquer assunto ao ORT, aos ORD, aos CUR e aos C. A receção deve ser possível através de todas as modalidades de atendimento aplicáveis à entidade recetora do pedido.</p> <p>40. Separam-se os pedidos de informação recebidos por escrito dos recebidos por telefone.</p> <p>41. Definem-se dois indicadores gerais para os pedidos de informação por escrito:<br/>- Tempo médio de resposta – aplicável ao ORT</p> |
|--|

- Percentagem de respostas dentro do prazo face ao total de respostas, num dado período – aplicável aos ORD, CUR e C.

42. Para a resposta a pedidos de informação por telefone definem-se obrigações iguais às do regime jurídico dos *call centres*, para as empresas abrangidas.

## **8.2 RECLAMAÇÕES**

### **8.2.1 SITUAÇÃO ATUAL**

O RQS em vigor para Portugal continental prevê, para os comercializadores de último recurso e os operadores das redes, a obrigatoriedade de resposta a reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis. Os clientes podem apresentar reclamações através de todos os meios de atendimento que sejam disponibilizados pelas empresas. O incumprimento do prazo de resposta pelo ORD e CUR gera a obrigação de pagamento de uma compensação ao reclamante.

Distinguem-se ainda determinados tipos de reclamações para os quais são especificados procedimentos a aplicar no seu tratamento, dada a sensibilidade dos assuntos (faturação, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de medição).

Nas regiões autónomas estas reclamações são consideradas indicadores individuais. O incumprimento do prazo de resposta gera a obrigação de pagamento de compensação ao cliente. Os RQS para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira preveem ainda um indicador geral, relativo à percentagem de reclamações respondidas até 15 dias úteis, com um padrão de 95%.

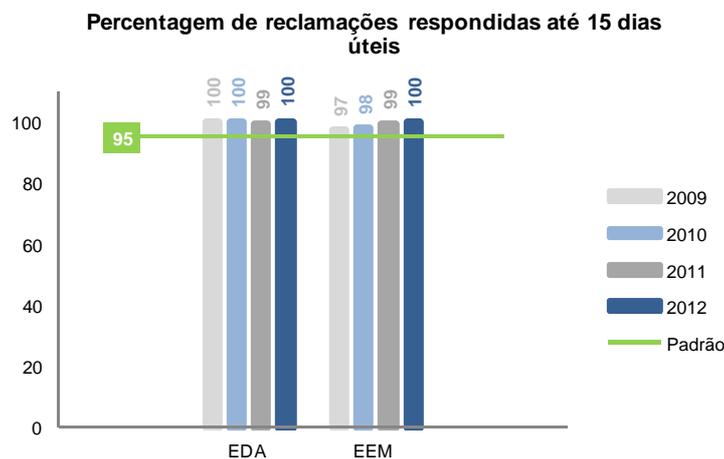
Os comercializadores devem disponibilizar aos seus clientes, no mínimo, uma das formas de comunicação referidas (presencial, telefónico ou por escrito) para a apresentação de reclamações. Para estes comercializadores o RQS para Portugal continental não prevê um prazo máximo de resposta às reclamações. Nos termos do RRC, contudo, é obrigatória a resposta.

### **8.2.2 PROPOSTAS**

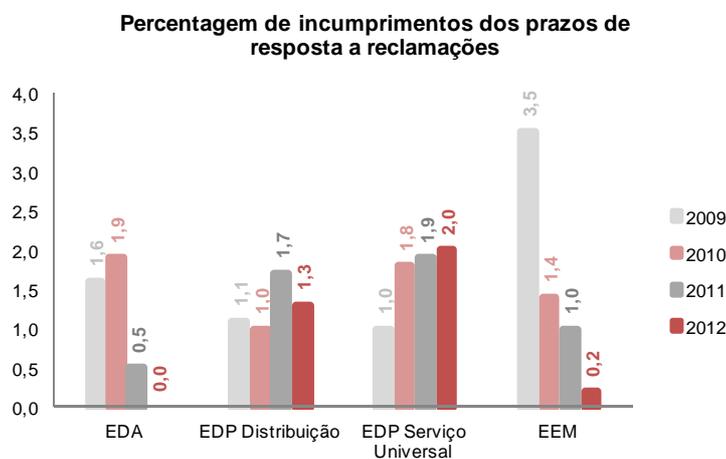
Considerando a experiência recolhida pela ERSE nos últimos dez anos, e a necessidade de adaptar as regras de monitorização e verificação da qualidade de serviço ao mercado liberalizado, propõe-se a convergências das obrigações dos comercializadores com as dos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso.

O desempenho dos operadores e CUR nos últimos anos foi identificado no gráfico que se apresenta na Figura 8-2 relativamente ao indicador geral, e na Figura 8-3, relativamente aos incumprimentos dos indicadores individuais.

**Figura 8-2 – Indicador geral relativo ao prazo de resposta a reclamações**



**Figura 8-3 – Incumprimentos dos indicadores individuais relativos ao prazo de resposta a reclamações**



A análise da informação permite concluir que a grande maioria das reclamações é respondida em 15 dias úteis.

Resulta do estudo do 5.º Relatório de *Benchmarking* do CEER que a receção e resposta a reclamações é um assunto comum a 11 países do total de 16 inquiridos. É igualmente comum a distinção das reclamações relativas a faturação, medição e às características técnicas da tensão, recorrendo-se a diversas formas de monitorização e fiscalização desta matéria, designadamente através de indicadores

individuais, gerais e outras formas de penalização em caso de incumprimento dos níveis de serviço identificados. A aplicação destes indicadores é muito frequente junto do operador da rede e, de forma menos frequente, dos comercializadores e comercializadores de último recurso. Os prazos exigidos de resposta a reclamações variam entre 5 e 40 dias, sendo a média de 15 dias.

No âmbito da receção e resposta a reclamações a ERSE considera essencial a manutenção da obrigatoriedade da resposta por todos os agentes envolvidos e o cumprimento do seu compromisso comercial com o cliente.

Propõe-se um único indicador para todo o território nacional, aplicável aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores. Neste contexto, o indicador considerará todos os assuntos reclamados e terá natureza individual, ou seja, o incumprimento dos prazos de resposta definidos obriga ao pagamento de compensação ao cliente.

Os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso deverão responder às reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis, tempo de referência atualmente em vigor.

Todavia, com o objetivo de não restringir demasiado a liberdade contratual entre cliente e comercializador, permitindo que as empresas estabeleçam as estruturas comerciais que entendam adequadas à sua atividade, propõe-se que o prazo máximo para resposta ao cliente seja estabelecido contratualmente. Do mesmo modo, e garantindo o direito do cliente a uma compensação em caso de incumprimento, o valor da compensação é igualmente definido no contrato. O prazo acordado para resposta a reclamações e o valor da compensação devem constar de forma expressa no contrato.

Uma vez que o ORT interage com um número reduzido de entidades (outros agentes do setor e grandes clientes), com as quais tem estabelecidos canais de comunicação individualizados, a proposta considera que não lhe deve ser imposto um padrão individual. Porém, tendo em vista monitorizar o tempo de resposta, propõe-se o estabelecimento de um indicador geral na forma de tempo médio de resposta às reclamações, sendo consideradas as reclamações recebidas de qualquer entidade e por qualquer meio.

A proposta mantém, na generalidade, os procedimentos e as diligências a efetuar no âmbito das reclamações relativas à faturação, características técnicas da tensão e funcionamento do equipamento de medição. A principal alteração refere-se aos efeitos das reclamações sobre faturação. Atualmente, é suspenso o prazo de pagamento das faturas que ainda se encontrem dentro do prazo. A ERSE considera que, mais importante que a suspensão do prazo de pagamento, é essencial garantir a suspensão de ordens de interrupção de fornecimento enquanto se mantiver a reclamação em tratamento. Esta situação poderá permitir a cobrança de juros de mora em caso de reclamações infundadas por parte do cliente, situação que não poderia suceder na redação anterior.

Propõe-se ainda a clarificação de que o incumprimento do conteúdo da carta intercalar<sup>3</sup> determina igualmente a obrigação do pagamento de compensação.

No que respeita à classificação temática das reclamações, propõe-se não estabelecer uma classificação à semelhança do referido para os pedidos de informação.

**Síntese das propostas:**

43. ORT, ORD, CUR e comercializadores têm obrigatoriedade de resposta às reclamações recebidas, independentemente do meio por que tenham sido recebidas.
44. Obrigatoriedade de registo, auditável, de cada reclamação e da respetiva resposta.
45. Para o ORT é definido um indicador geral que corresponde ao tempo médio de resposta.
46. Para os ORD e CUR é estabelecido um indicador individual, com padrão e compensação, para todo o território nacional.
47. Para os comercializadores é estabelecido um padrão individual com tempo máximo de resposta e compensação acordados com o cliente (no contrato).
48. Durante o tratamento de uma reclamação de faturação, os comercializadores não podem solicitar a interrupção de fornecimento ao operador da rede respetivo.
49. Clarificação de que o incumprimento do conteúdo da carta intercalar obriga ao pagamento de compensação ao cliente.

---

<sup>3</sup> A utilizar caso o operador da rede, comercializador ou comercializador de último recurso, não reúna as condições para responder à reclamação do cliente no prazo previsto.



## **9 SERVIÇOS**

De entre as atividades desempenhadas pelos operadores das redes de distribuição incluem-se os serviços prestados aos clientes, quer no âmbito de contratos de fornecimento de energia elétrica, quer durante o processo de obtenção de uma ligação à rede de distribuição. Parte destes serviços incluem a deslocação do ORD às instalações dos clientes.

Nas situações relacionadas com ligações às redes de distribuição, o relacionamento com o ORD é feito diretamente pelo cliente (exceto quando este já tenha um comercializador que o queira representar). Nas restantes situações, deve ser o comercializador ou comercializador de último recurso do cliente a efetuar o relacionamento com o operador da rede de distribuição (ainda assim, os clientes podem contactar diretamente os ORD para comunicar leituras ou avarias). Deste modo, as interações entre os comercializadores ou comercializadores de último recurso e os operadores das redes de distribuição têm especial importância, devendo assegurar uma resposta eficaz e atempada às solicitações dos clientes.

### **9.1 SERVIÇOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES**

A ligação à rede permite que uma instalação consumidora ou produtora faça uso da rede de transporte ou distribuição para receber a energia que consome ou escoar a energia produzida. Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte da rede.

O RRC sofreu recentemente alterações relativas às ligações às redes<sup>4</sup>. Estas alterações produzem efeitos a partir de maio de 2013, momento a partir do qual os RQS em vigor ficam desatualizados em relação a esta matéria.

#### **9.1.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os RQS de Portugal continental e da RAA estabelecem dois indicadores gerais que avaliam o desempenho dos operadores das redes de distribuição no que se refere a:

- Elaboração de orçamentos: percentagem de orçamentos de ramais de baixa tensão elaborados no prazo máximo de 20 dias úteis, com um padrão de 95%.
- Execução de ligações: percentagem de ramais de baixa tensão executados no prazo máximo de 20 dias úteis, com um padrão de 95%.

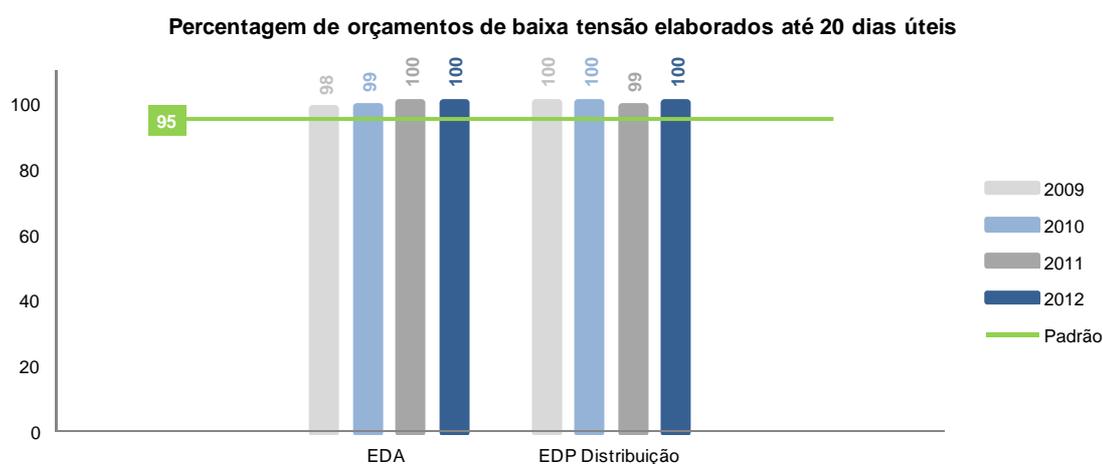
---

<sup>4</sup> Para mais informações sobre estas alterações sugere-se a consulta da [documentação](#) relativa ao processo de consulta pública da referida revisão do RRC.

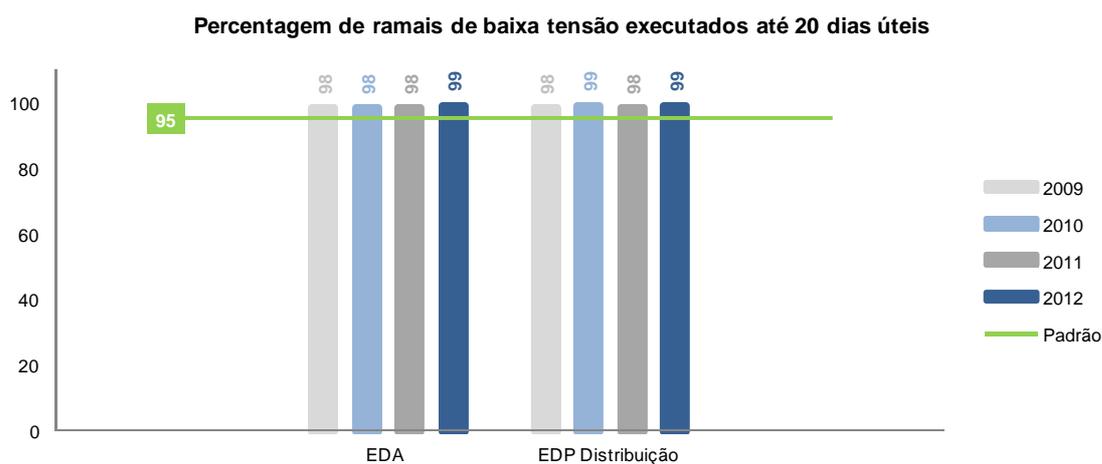
O RQS da RAM não avalia o desempenho do operador da rede de distribuição sobre estas matérias uma vez que este não executa a construção dos elementos de ligação.

Os valores históricos reportados pelas empresas, apresentados nas figuras seguintes, revelam que o cumprimento dos prazos de referência para elaboração de orçamentos e para execução de ramais de baixa tensão é praticamente absoluto.

**Figura 9-1 – Indicador geral relativo ao prazo para elaboração de orçamentos de ligações em baixa tensão**



**Figura 9-2 – Indicador geral relativo ao prazo para execução de ligações em baixa tensão**



### 9.1.2 PROPOSTAS

Até maio de 2013, os ORD eram os responsáveis pela orçamentação e pela execução das ligações às redes. Com a alteração das regras estabelecidas no RRC em 2012, os operadores das redes de distribuição passam a realizar ligações num menor número de situações<sup>5</sup>. Assim, as atividades relacionadas com as ligações atribuídas aos ORD passam essencialmente a confinar-se à prestação dos serviços de ligação, conforme estabelecido no RRC.

Uma vez que as regras sobre ligações estabelecidas no RRC são, em geral, comuns a Portugal continental e às regiões autónomas, propõe-se que as obrigações se apliquem sem distinção geográfica.

Os serviços de ligação a prestar pelos ORD consistem na entrega de informação aos clientes quando estes requisitam as ligações. Esta situação é diferente da caracterizada pelo indicador relativo à elaboração de orçamentos, pelo que o indicador necessita de ser alterado de modo a incorporar o conceito de serviços de ligação. Assim, propõe-se que o desempenho dos ORD seja avaliado por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes das informações previstas no RRC.

O prazo atualmente definido para o indicador relativo à elaboração de orçamentos é de 20 dias úteis, sendo que os valores históricos do indicador traduzem-se no cumprimento praticamente integral deste prazo, conforme apresentado anteriormente. Uma vez que há semelhanças entre o indicador vigente e o indicador proposto, e que a alteração efetuada no RRC permitirá uma maior eficiência dos ORD, considera-se que há margem suficiente para que o prazo proposto seja de 15 dias úteis. No entanto, considerando tratar-se de uma situação nova, sem dados históricos, propõe-se que o indicador não tenha padrão.

Relativamente à execução de ramais, e conforme referido anteriormente, o universo das ligações cuja execução ficará a cargo dos ORD terá reduzida expressão. Adicionalmente, a monitorização e o reporte à ERSE de informação sobre ligações executadas pelo ORD, nomeadamente sobre o seu número e tempo médio, passou a estar no âmbito do RRC. Deste modo, propõe-se que a avaliação da execução de ramais em baixa tensão não conste do RQS.

#### **Síntese das propostas:**

50. Indicador geral aplicável ao ORD com prazo de resposta de 15 dias úteis para apresentação da informação, conforme conceito estabelecido no RRC, sem padrão.

---

<sup>5</sup> Quando a ligação envolva a construção de elementos de ligação para uso partilhado ou quando o cliente demonstre não ter conseguido obter propostas para a realização da ligação.

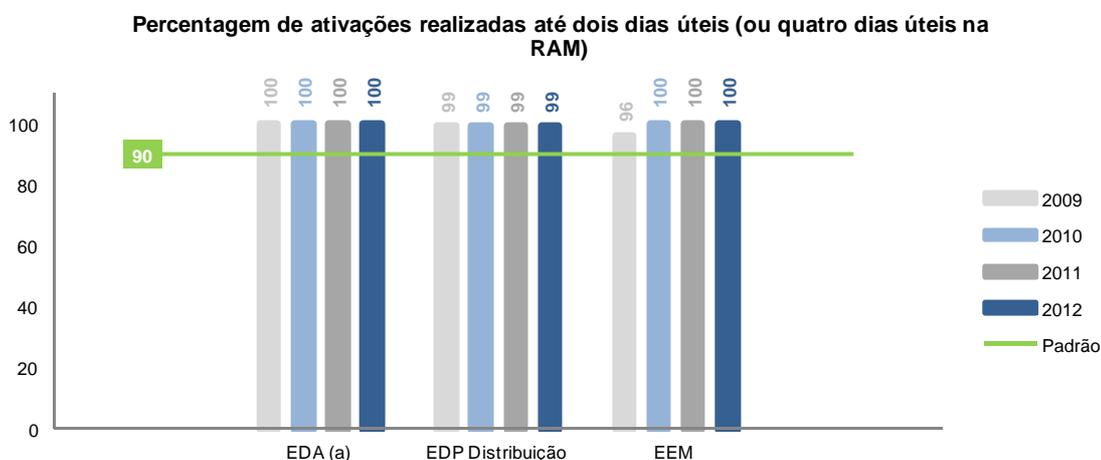
## 9.2 ATIVAÇÃO DE FORNECIMENTO

A ativação de fornecimento é uma operação simples feita pelo ORD na instalação do cliente tendo em vista o início do fornecimento. Na grande maioria das situações, a deslocação destina-se a colocar o contador, a colocar ou regular o dispositivo de controlo de potência ou a instalar fusíveis. São portanto atuações simples, efetuadas depois de estar concluída a ligação à rede. A ativação ocorre depois da celebração de um contrato de fornecimento. É importante recordar que podem ocorrer novos contratos para um ponto de entrega sem que exista interrupção no fornecimento, não sendo portanto necessária a ativação de fornecimento.

### 9.2.1 SITUAÇÃO ATUAL

De acordo com os regulamentos atuais, em Portugal continental e na RAA é estabelecido um indicador geral e um padrão de modo a que 90% das ativações seja feita até dois dias úteis pelos operadores das redes de distribuição. Na RAM o prazo é de quatro dias úteis com o mesmo padrão. A evolução destes indicadores gerais nos últimos quatro anos é observável na figura seguinte, verificando-se um desempenho sempre acima do padrão e com níveis próximos dos 100%.

**Figura 9-3 – Indicador geral relativo ao prazo para ativação de fornecimento**



Fonte: EDA, EDP Distribuição e EEM

### 9.2.2 PROPOSTAS

O relacionamento comercial após celebração do contrato de fornecimento é feito entre o cliente e o comercializador. Assim, o tempo de ativação depende da atuação do comercializador e do operador da rede de distribuição. Deste modo, considera-se necessário avaliar o desempenho das duas entidades, propondo-se o recurso a um indicador geral semelhante ao existente para a RAM e Portugal continental.

É expectável que a comunicação entre os comercializadores e os operadores das redes seja efetuada de modo expedito, não aumentando o período para ativação comparativamente com os processos atualmente existentes entre o ORD e o CUR.

No que respeita ao estabelecimento de padrões, propõe-se a manutenção do atual padrão e somente aplicável ao ORD. No pressuposto de que a comunicação será expedita, será sobre o ORD que cairá a principal avaliação do processo.

A atual regulamentação prevê, nas situações em que a pedido do cliente a ativação seja feita numa data posterior aos prazos regulamentares que estas situações não sejam consideradas para cálculo do indicador. Assim, o indicador somente caracteriza parte do universo das ativações. Tendo como objetivo obter uma caracterização de todo o universo, propõe-se que os comercializadores de último recurso e os comercializadores calculem um tempo médio de ativação, ou seja, o tempo médio que decorre desde que o cliente solicita o agendamento até que a ativação é efetuada, considerando todas as situações, incluindo aquelas cuja ativação é diferida a pedido do cliente.

#### **Síntese das propostas:**

51. Indicador geral com tempo de referência de dois dias úteis aplicável aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e comercializadores.
52. Padrão de 90% aplicável aos operadores das redes de distribuição.
53. Ativações em que a data de ativação é posterior aos dois dias úteis por solicitação do cliente não são consideradas para cálculo dos indicadores.
54. Cálculo pelos comercializadores e comercializadores de último recurso do tempo médio de ativação, incluindo todas as situações.

### **9.3 VISITA COMBINADA**

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

#### **9.3.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os RQS atuais preveem um indicador individual para a realização da visita combinada (cujo incumprimento gera o direito a compensação) nas situações em que o operador da rede não cumpra o horário previamente acordado com o cliente.

O RQS de Portugal continental prevê duas modalidades de visita combinada. A primeira, obrigatória, estabelece que o início da visita combinada deve ocorrer num intervalo de tempo de duas horas e meia e a segunda um intervalo de 5 horas, com pré-aviso telefónico de uma hora relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da realização da visita.

Nas regiões autónomas está consagrada apenas uma modalidade de visita combinada com um período de tempo de três horas durante o qual se deverá realizar a visita, sendo igualmente um indicador individual.

Este indicador tem ainda a particularidade de, no caso do cliente não se encontrar nas instalações durante o período acordado para a realização da visita, gerar o direito de cobrança pelo operador da rede de uma compensação de igual valor à que pagaria ao cliente, caso incumprisse.

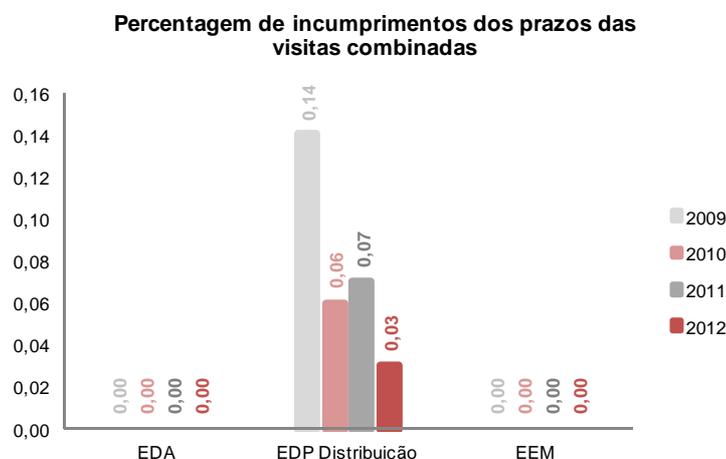
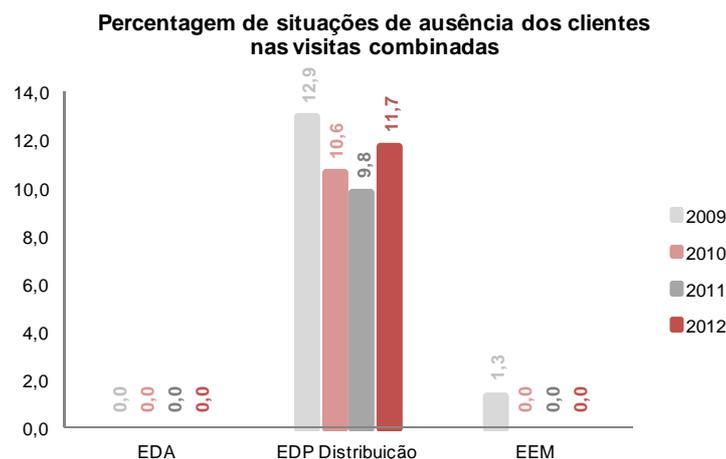
Por esta razão, atualmente está prevista a necessidade de informação prévia ao cliente dos custos associados a esta diligência e de coordenação da informação, datas e horários entre as empresas envolvidas na relação contratual com o cliente, em particular, entre o comercializador ou o comercializador de último recurso e os operadores das redes.

### 9.3.2 PROPOSTAS

Da monitorização deste indicador nos últimos anos resulta que os incumprimentos são essencialmente imputáveis aos clientes. Em Portugal continental os operadores das redes utilizam apenas a modalidade de visita combinada com um intervalo de tempo de duas horas e meia.

Desta análise e da experiência da ERSE no tratamento de reclamações, resulta igualmente que as empresas nem sempre exigem o pagamento da compensação ao cliente, e quando o fazem é uma situação que frequentemente gera contestação por parte do cliente, por factos associados à ausência de informação prévia e à produção da prova sobre a presença do cliente e da empresa no horário acordado.

A Figura 9-4 apresenta os valores relativos aos incumprimentos do indicador individual ao longo do tempo, enquanto a Figura 9-5 apresenta os valores relativos às ausências dos clientes aquando do intervalo combinado para a visita. Verifica-se um grau de incumprimento dos clientes significativamente superior ao das empresas.

**Figura 9-4 – Incumprimentos dos indicadores individuais relativos ao intervalo para início das visitas combinadas****Figura 9-5 – Ausências dos clientes nas visitas combinadas**

Com o objetivo de reduzir as situações de conflitualidade entre as empresas e os clientes e garantir a aplicação uniforme e não discriminatória das obrigações, propõe-se a consagração da possibilidade de desmarcação da visita combinada, por parte do cliente, dos operadores das redes, dos comercializadores ou comercializadores de último recurso, com a antecedência mínima de 12 horas. Mantém-se a obrigatoriedade de comunicação prévia ao cliente dos custos e procedimentos associados à realização desta diligência.

Propõe-se também a clarificação da aplicação deste indicador nas situações em que o incumprimento da visita combinada seja imputável ao comercializador. Estas situações têm ocorrido, no âmbito do mercado liberalizado, quando por alguma razão a comunicação entre o comercializador e o operador da rede não se concretiza e, por isso, não é assegurada a visita combinada acordada entre o cliente e o seu comercializador.

Propõe-se igualmente uma única modalidade de visita combinada uma vez que não houve adesão por parte dos operadores das redes à modalidade de visita combinada alternativa. Considera-se que o período da visita combinada deverá ser uniformizado para todo o território nacional para 2 horas e 30 minutos o que se traduz numa alteração para as regiões autónomas. Esta alteração não aparenta vir a ter grandes impactos nas empresas das regiões autónomas, considerando que não há registo de incumprimentos das empresas e também por ser expectável que esta alteração possa ser concretizada através da reorganização dos roteiros.

Considera-se que o período de 2h30 constitui um mínimo de serviço a disponibilizar, realçando-se que as empresas podem propor um intervalo de tempo menor, devendo, nesse caso, cumpri-lo como se fosse o regulamentado.

**Síntese das propostas:**

55. Clarificação da aplicação deste indicador individual aos comercializadores.

56. Uniformização do intervalo de tempo de 2h30 para o início da visita combinada, modalidade única em todo o território nacional.

57. Consagração da possibilidade de desmarcação da visita combinada com a antecedência mínima de 12h, por qualquer das partes interessadas.

## **9.4 ASSISTÊNCIA TÉCNICA**

Os operadores das redes de distribuição devem realizar assistências técnicas quando ocorram avarias na alimentação individual dos clientes. Atualmente o desempenho é avaliado através de um indicador individual com um padrão que define o prazo máximo de chegada ao local da avaria.

### **9.4.1 SITUAÇÃO ATUAL**

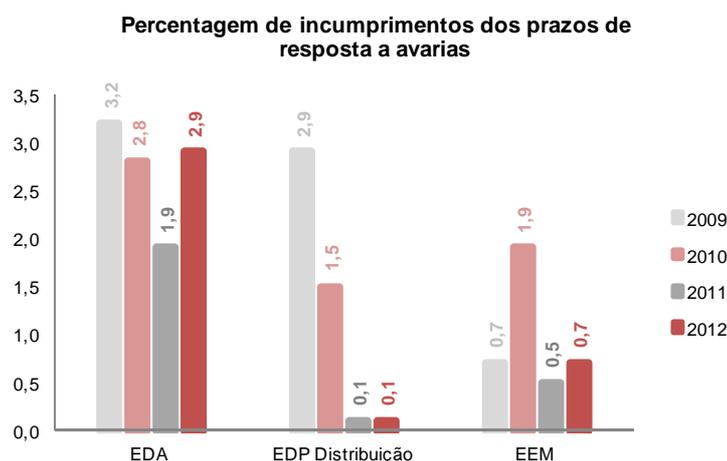
A assistência técnica a avarias na alimentação individual dos clientes tem, presentemente, obrigações diferentes consoante as zonas geográficas de qualidade de serviço e as regiões. Assim, os prazos para início de intervenção são os seguintes:

- Clientes de baixa tensão nas zonas tipo C – 5 horas;
- Restantes clientes – 4 horas;
- Clientes prioritários e clientes com necessidades especiais dependentes de equipamento médico elétrico indispensáveis à sua sobrevivência, apenas para Portugal continental – 3 horas.

A comunicação da avaria determina o início da contagem do prazo a cumprir pelo operador da rede. No caso dos clientes de baixa tensão e para comunicações realizadas fora do período das 8h às 24h, em Portugal continental, e das 8h às 23h, nas regiões autónomas, a contagem do prazo inicia-se às 8h do dia seguinte. O não cumprimento do prazo determina o pagamento de uma compensação ao cliente. Caso se verifique que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, este poderá ter de pagar uma compensação ao seu comercializador. Nesta situação, o comercializador pode optar por não cobrar ao cliente a compensação, devendo, no entanto, pagá-la ao operador da rede.

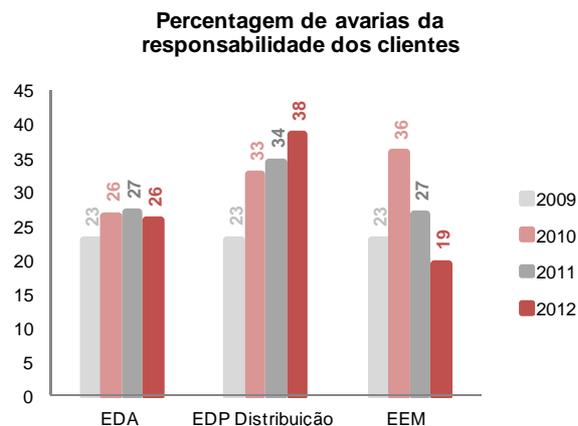
O desempenho dos operadores nos últimos anos é apresentado na figura seguinte, verificando-se um elevado nível de cumprimento dos prazos estabelecidos.

**Figura 9-6 – Incumprimentos dos indicadores individuais relativos ao prazo para assistência técnica a avarias**



Na figura seguinte apresentam-se as situações em que a avaria é da responsabilidade dos clientes (ex. disjuntor disparado), sendo significativo o número de ocorrências.

Figura 9-7 – Avarias da responsabilidade dos clientes



#### 9.4.2 PROPOSTAS

No sentido de uniformizar os níveis de qualidade de serviço para todo o território nacional e tendo em conta o desempenho dos operadores das redes de distribuição nos últimos anos, a ERSE considera que a diferenciação de níveis mínimos por zonas de qualidade de serviço não se justifica no âmbito da assistência técnica, devendo ser iguais para todos os operadores em todas as regiões.

No que respeita aos prazos, a ERSE propõe os seguintes, aplicáveis a todas as regiões:

- Pessoas, ou clientes que coabitem com pessoas, para as quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica – 3 horas
- Clientes prioritários – 3 horas
- Restantes clientes – 4 horas

Propõe-se que, das 24h às 8h, o início da contagem do prazo para clientes em baixa tensão seja suspenso. Este período será uniforme para todo o país. Esta proposta constitui uma alteração nas regiões autónomas, uma vez que nestas, atualmente, o período de suspensão é das 23h às 8h. Porém, não é expectável que daqui resultem custos significativos para as empresas destas regiões uma vez que estas já realizam esforços para alargar o período regulamentarmente previsto, com vista a melhorar a qualidade de serviço prestada.

Nas situações em que se verifica que a responsabilidade da avaria é do cliente, a ERSE considera que a compensação ao ORD é devida quando a avaria se situa não só na instalação de utilização do cliente mas também quando se situa na instalação de utilização coletiva que alimenta a instalação de utilização, uma vez que se trata, em ambas as situações, de zonas onde transita energia elétrica para uso exclusivo dos clientes.

**Síntese das propostas:**

58. Prazos máximos sem diferenciação entre zonas geográficas. Os prazos propostos são os seguintes:

- Pessoas, ou clientes que coabitem com pessoas, para as quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica – 3 horas;
- Clientes prioritários – 3 horas
- Restantes clientes – 4 horas

59. Uniformização do período de suspensão do início da contagem de prazos – das 8h às 24h em todo o território nacional.

## **9.5 FREQUÊNCIA DA LEITURA DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO**

A frequência de leitura dos contadores é um tema que tem vindo a ser considerado muito importante pelos consumidores, nomeadamente pela relação que tem com o rigor da faturação e a necessidade de limitar a utilização de estimativas. Os clientes em níveis de tensão iguais ou superiores à BTE, em Portugal continental, e à MT, nas regiões autónomas, dispõem de leitura remota, permitindo a sua realização a qualquer momento.

### **9.5.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Os três RQS avaliam a frequência de leitura dos equipamentos de medição, todavia estabelecem indicadores distintos:

- RQS Portugal continental: indicador individual que define um intervalo entre duas leituras não superior a 6 meses, para clientes em baixa tensão.
- RQS RAA e RQS RAM: indicador geral, determinado pela percentagem de clientes cujo contador tenha tido pelo menos uma leitura durante o último ano civil, para clientes em baixa tensão.

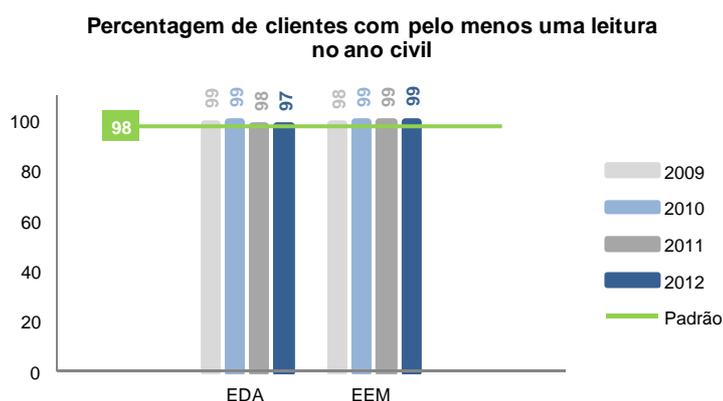
Os indicadores consideram algumas exclusões conforme se detalha de seguida:

- RQS Portugal continental: o indicador aplica-se aos equipamentos de medição acessíveis, definidos como aqueles em que a leitura pode ser feita por acesso a partir de locais públicos.
- RQS RAA e RQS RAM: o indicador não considera os contadores de segundas habitações em que o contador não se encontra disponível ao ORD.

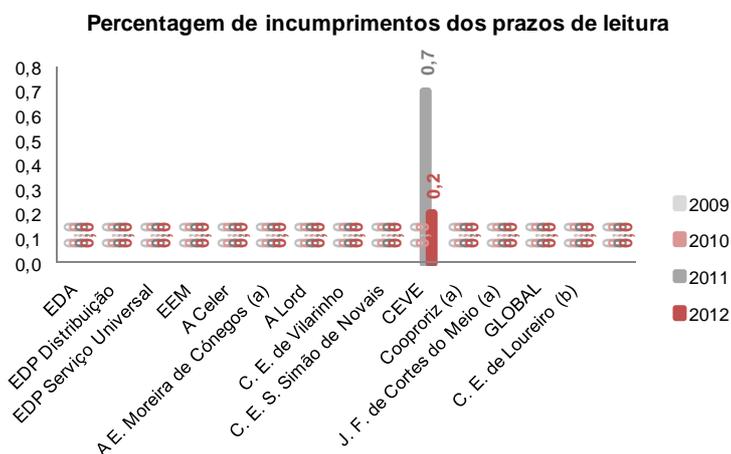
Os valores reportados pela EDP Distribuição, um dos ORD em Portugal continental, indicam que a quase totalidade das leituras distou até 6 meses da imediatamente anterior, sendo que os incumprimentos do indicador individual não ultrapassaram as duas ocorrências por cada dez mil leituras.

Os valores verificados pela EDA e pela EEM, nas regiões autónomas (apresentados na figura seguinte), revelam que praticamente todos os contadores tiveram pelo menos uma leitura no ano civil.

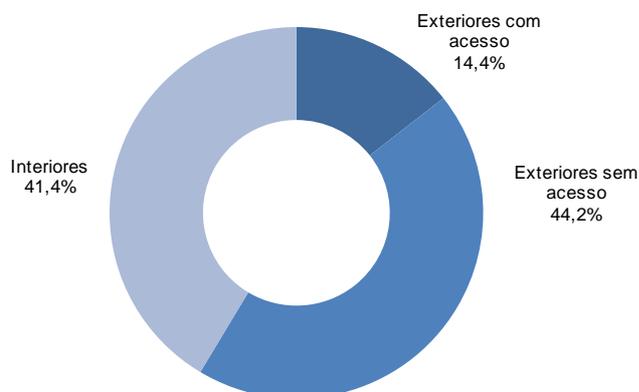
**Figura 9-8 – Indicador geral relativo à frequência de leituras de equipamentos de medição**



**Figura 9-9 – Incumprimentos dos indicadores individuais relativos à frequência de leituras de equipamentos de medição**



Relativamente à acessibilidade dos contadores, de acordo com informação disponibilizada pela EDP Distribuição, cerca de 86% dos contadores das suas redes não tem acesso direto do exterior, conforme a figura seguinte. Na figura, os contadores exteriores sem acesso correspondem àqueles que estão fora do local de consumo, mas dentro de propriedade privada, e os contadores interiores aos que se encontram no interior do local de consumo.

**Figura 9-10 – Situação de acessibilidade dos equipamentos de medição da EDP Distribuição**

### 9.5.2 PROPOSTAS

De acordo com o RRC, os operadores das redes de distribuição devem assegurar, para clientes em baixa tensão, que o intervalo entre duas leituras não seja superior a três meses. No caso de insucesso na leitura, o ORD deve avisar o cliente de que foi tentada a leitura ou diligenciar no sentido de informar o cliente da data da próxima leitura.

Dado que as obrigações relativas à periodicidade das leituras são semelhantes para Portugal continental e para as regiões autónomas, propõe-se que os requisitos do RQS sejam harmonizados para as três regiões.

Relativamente à avaliação do desempenho dos operadores das redes de distribuição, propõe-se um indicador individual, dado tratar-se de uma matéria importante para os clientes, nomeadamente para efeitos de faturação.

Do mesmo modo, considera-se que o intervalo de referência a utilizar deve ser de seis meses, à semelhança do que já acontecia em Portugal continental. Sobre esse aspeto, convém referir a evolução já efetuada no RQS do setor do gás natural, em que se converteu o número de meses em número de dias, de modo a considerar eventuais dias feriados e de fim de semana na contagem do tempo. Assim, propõe-se que o padrão do indicador individual corresponda a 184 dias.

Importa ainda clarificar que a proposta não colide com os prazos estabelecidos no RRC, uma vez que se tratam de obrigações distintas. O RRC obriga à realização de leituras em intervalos máximos de 3 meses, devendo a empresa deixar um aviso ao cliente em caso de impossibilidade da realização da leitura. O mesmo regulamento prevê também a possibilidade de realização de uma leitura extraordinária, com data marcada e custos suportados pelo cliente.

A proposta para o RQS pretende garantir que o ORD aja de forma diligente, isto é, em caso de impossibilidade de realização da leitura, o ORD deve procurar realizar uma leitura num intervalo não superior a seis meses, recorrendo, se necessário, à leitura extraordinária. Sempre que ocorra um intervalo superior, o cliente tem direito a compensação.

Relativamente às situações de exclusão do cumprimento do padrão do indicador individual, propõe-se utilizar o conceito de equipamento de medição acessível, definido como aquele em que a leitura pode ser feita a partir de locais públicos, incluindo-se ainda os contadores localizados em espaços coletivos de edifícios (edifícios que tenham mais do que uma fração autónoma).

Acresce que as indicações recolhidas por leitura direta dos contadores prevalecem sobre quaisquer outras, sem prejuízo de poderem ser utilizados métodos para estimar o consumo, pelo que as leituras válidas que sejam comunicadas pelos clientes devem ser consideradas para efeitos do indicador individual.

**Síntese das propostas:**

60. Harmonização das regras em todo o território nacional.

61. O desempenho na leitura de contadores é avaliado através de um indicador individual, com padrão e compensação, que estabelece que os ORD devem garantir que cada leitura não dista mais que seis meses da imediatamente anterior para o mesmo local de consumo.

62. Clarificação do conceito de contador acessível, que inclui os contadores que se encontram nas áreas comuns de edifícios e aqueles que cuja leitura é feita de locais públicos.

63. Os contadores não acessíveis estão excluídos do cumprimento do padrão do indicador.

## **9.6 RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE**

### **9.6.1 SITUAÇÃO ATUAL**

O Regulamento das Relações Comerciais estabelece as causas que permitem a interrupção do fornecimento de energia elétrica, incluindo um conjunto de causa imputáveis ao cliente, das quais a mais vulgar é a falta de pagamento.

Quando o cliente regulariza a situação que conduziu à interrupção de fornecimento e efetua os pagamentos necessários, incluindo o custo regulado para o serviço de religação, o restabelecimento deve, atualmente, ocorrer nos seguintes prazos máximos:

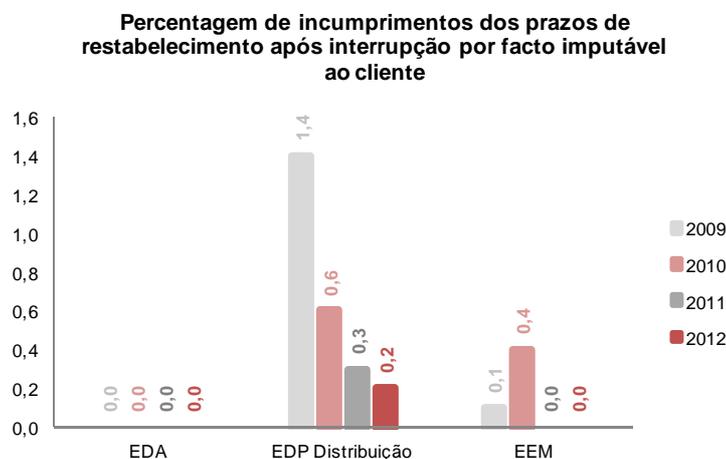
- Clientes em BT – até às 17h00 do dia útil seguinte.
- Clientes noutros níveis de tensão – 8 horas.
- Clientes que paguem o custo de restabelecimento urgente fixado pela ERSE – 4 horas.

Caso o prazo não seja cumprido, o cliente tem direito a receber uma compensação (paga pelo operador da rede através do respetivo comercializador) cujo valor varia entre 15 e 92 euros, consoante a região, o nível de tensão e a potência contratada. Trata-se assim de um indicador individual com padrão.

Importa ainda referir que, nos termos do RRC, um cliente em BT não pode ser interrompido por falta de pagamento numa 6.ª-feira ou véspera de feriado.

Em 2012, o número de restabelecimentos após interrupção por facto imputável ao cliente em todo o país totalizou cerca de 315 mil. No total de restabelecimentos indicados, foram solicitados cerca de 10 mil restabelecimentos urgentes. Na figura seguinte observa-se a percentagem de incumprimentos dos operadores de redes, concluindo-se ser reduzido o número de situações que as empresas não cumprem os prazos estabelecidos.

**Figura 9-11 – Incumprimentos do indicador individual relativo ao prazo para restabelecimento após facto imputável ao cliente**



No setor do gás natural, cujo regulamento foi recentemente revisto, estão consagradas as seguintes diferenças:

- Os horários em que a contagem dos prazos se suspende (das 20h00 às 08h00).
- No caso dos clientes com menor consumo (domésticos), encontra-se estabelecido um prazo de 12 horas, tendo sempre em consideração a suspensão acima referida.

### 9.6.2 PROPOSTAS

Na grande maioria das situações, a causa que originou a interrupção é sanada pelo cliente junto do seu comercializador que posteriormente solicita ao operador respetivo o restabelecimento do fornecimento. Assim, propõe-se a clarificação do regulamento de modo a que sejam garantidos os seguintes prazos de restabelecimento:

- 12 horas para clientes em BTN;
- 8 horas para os restantes clientes;
- 4 horas caso seja pago o preço adicional para restabelecimento urgente, nos termos do RRC.

Caso o prazo seja incumprido, o cliente tem direito a uma compensação que é paga pelo comercializador respetivo. Se a falha tiver sido do operador da rede, o comercializador irá receber do operador da rede a compensação que pagou ao cliente.

Tal como para o setor do gás natural, considera-se adequado definir os horários mínimos em que os operadores das redes devem prestar o serviço de restabelecimento:

- Clientes BT - dias úteis, entre as 8h00 e as 24h00.
- Outros níveis de tensão – todos os dias, entre as 8h00 e as 24h00.

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

Comparativamente com o setor do gás natural, o período de suspensão dos prazos proposto é menor e o horário de religação é mais alargado, uma vez que se considera que a falta de eletricidade é na maioria das situações mais lesiva para o cliente do que a falta de gás natural.

#### **Síntese das propostas:**

64. Indicador individual com os seguintes prazos máximos para restabelecimento (após ter sido sanada a causa da interrupção):
- 12 horas para clientes em BTN;
  - 8 horas para os restantes clientes;
  - 4 horas caso seja pago o preço adicional para restabelecimento urgente, nos termos do RRC.

65. Estabelecidos os seguintes horários para restabelecimento:
- Clientes BT - dias úteis, entre as 8h00 e as 24h00.
  - Outros níveis de tensão – todos os dias, entre as 8h00 e as 24h00.

66. Clarificado que o cliente tem direito ao restabelecimento no prazo, cabendo ao comercializador e operador da rede de distribuição colaborarem no sentido de garantirem o direito ao cliente.

## **9.7 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

### **9.7.1 SITUAÇÃO ATUAL**

Este indicador é apenas relativo a Portugal continental, considerando que nos Açores e na Madeira a liberalização do mercado de energia elétrica não é aplicável.

O RQS vigente estabelece um indicador geral, sem padrão, que consiste no tempo médio de mudança de comercializador, aplicável ao operador logístico de mudança de comercializador, função transitoriamente atribuída à entidade concessionária da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental (EDP Distribuição).

Resulta da informação disponível sobre este indicador que o tempo médio de mudança de comercializador tem rondado os 2 dias úteis.

Este indicador avalia o desempenho da plataforma de mudança de comercializador relativamente ao tempo entre o registo no sistema do pedido de mudança, efetuado pelos comercializadores, e a data em que a mudança é finalizada.

### **9.7.2 PROPOSTAS**

O indicador referido analisa o desempenho da plataforma informática associada à mudança de comercializador. O desempenho da plataforma é também avaliado no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador nos termos do RRC.

Atualmente a ERSE não tem forma de avaliar o desempenho dos comercializadores no tratamento dos processos associados à mudança e celebração de novos contratos de fornecimento. Do tratamento de reclamações a ERSE retira que é necessário monitorizar o desempenho dos comercializadores, após a celebração do contrato, para aferir o cumprimento dos prazos máximos de mudança de comercializador vigentes (3 semanas).

Assim, com o objetivo de avaliar a real perceção do cliente, permitindo a monitorização do desempenho do comercializador e não da plataforma, propõe-se que o tempo de mudança a ser considerado seja o tempo que decorre entre a celebração do contrato de fornecimento entre o cliente e o comercializador e a data em que a mudança se concretiza.

De forma a ter em conta as situações em que o cliente solicita uma data específica para a mudança, utiliza-se a “data preferencial”, conceito estabelecido na versão mais recente do RRC.

A proposta considera assim dois indicadores gerais, sem padrão, que correspondem aos tempos médios de mudança de comercializador. O primeiro é calculado para os processos de mudança sem data preferencial e o segundo para as mudanças com data preferencial. Estes indicadores aplicam-se aos comercializadores.

**Síntese das propostas:**

67. Avaliação do tempo médio de mudança de comercializador recorrendo ao período de tempo entre a celebração do contrato com o cliente e a concretização da mudança, permitindo avaliar a perceção do cliente.

68. Definição de indicadores gerais aplicáveis aos comercializadores, distinguindo os processos de mudança com data preferencial e sem data preferencial.

## 10 ACOMPANHAMENTO E SUPERVISÃO DA ERSE

### 10.1 AUDITORIAS

#### 10.1.1 SITUAÇÃO ATUAL

A realização e auditorias de qualidade de serviço por parte de auditores independentes constitui uma importante ferramenta de acompanhamento e supervisão dos níveis de qualidade de serviço prestados pelas diferentes empresas, sejam estas operadores de redes ou comercializadores.

#### 10.1.2 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO

O quadro regulamentar agora proposto pela ERSE acolhe a experiência do passado com a realização de auditorias de qualidade de serviço e a importante fonte de informação que estas constituem, por um lado para um mais efetivo conhecimento da realidade operativa e, por outro lado, para a identificação de aspetos que carecem de melhoria ou revisão, inclusivamente no plano regulamentar.

Neste sentido, e tendo em conta a inclusão dos comercializadores em regime de mercado no âmbito da regulamentação de qualidade de serviço, é, na atual proposta de quadro regulamentar, alargada a estes agentes a obrigação de condução das auditorias de qualidade de serviço. Esta alteração é, desde logo, justificada pela fase de liberalização do mercado retalhista de eletricidade, a qual aconselha que o nivelamento no regime aferição da qualidade de prestação de serviço pelos comercializadores.

No que respeita aos procedimentos de realização das auditorias, estes serão objeto de normalização por parte da ERSE, em decisão autónoma, ainda que o conteúdo mínimo da auditoria de qualidade de serviço seja expressamente mencionado na atual proposta regulamentar.

#### **Síntese das propostas:**

69. Alargamento da obrigação de realização de auditorias aos comercializadores em regime de mercado.

70. Sistematização autónoma dos procedimentos de realização de auditorias.

## **10.2 ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE**

### **10.2.1 SITUAÇÃO ATUAL**

A informação constitui um dos elementos essenciais de monitorização e acompanhamento pela ERSE dos níveis de qualidade de serviço prestados pelos diferentes operadores das redes ou comercializadores.

Os regulamentos da qualidade de serviço em vigor já instituem a necessidade de disponibilização de informação à entidade fiscalizadora da sua aplicação que constituem referência ao nível europeu e que, agora, interessa aprofundar,

### **10.2.2 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO**

Na atual proposta regulamentar, para a qual a existência de informação foi também crítica, são, no essencial mantidas as obrigações de informação por parte das entidades abrangidas, tendo-se efetuado uma sua adaptação às alterações das matérias envolvidas e ao conjunto de entidades abrangidas (agora com a inclusão dos comercializadores em regime de mercado).

Assim, todos os operadores e todos os comercializadores devem enviar à ERSE informação trimestral e anual que permita verificar o cumprimento do RQS nas matérias que lhes são aplicáveis.

#### **Síntese das propostas:**

71. As alterações na informação a enviar à ERSE são as que resultam do aprofundamento regulamentar agora proposto e das matérias que passam a ser aplicáveis a cada operador ou comercializador.

ANEXO 1

Figura A1 - 1 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais da RAA

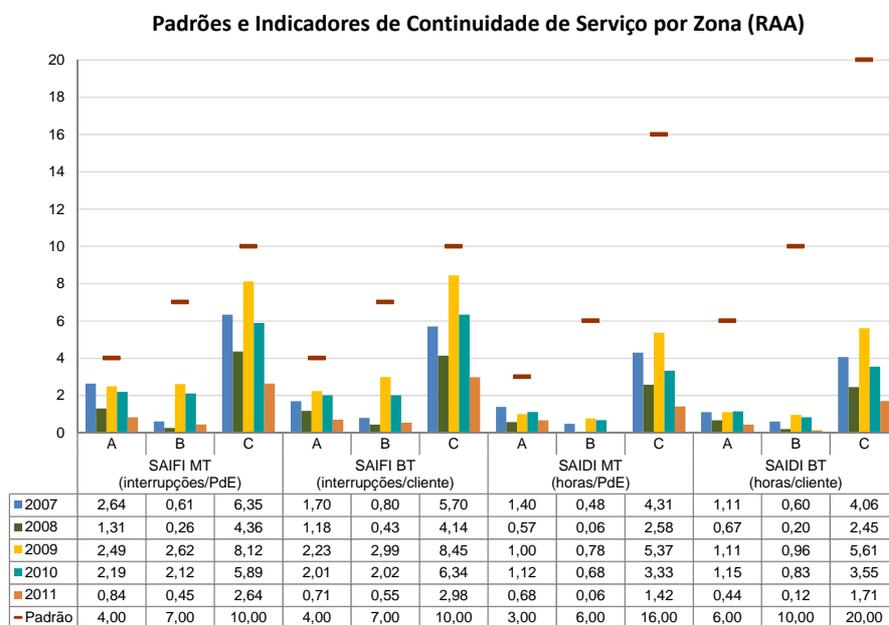
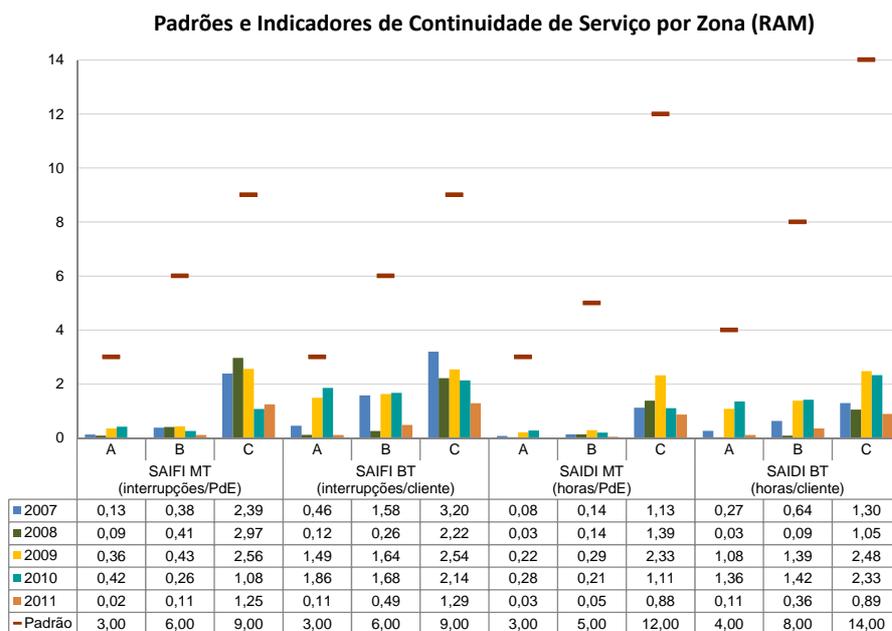


Figura A1 - 2 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais da RAM





ANEXO 2

Figura A2 - 1 – Comparação entre os indicadores de continuidade de serviço e os valores atuais e propostos para os padrões gerais de Portugal continental

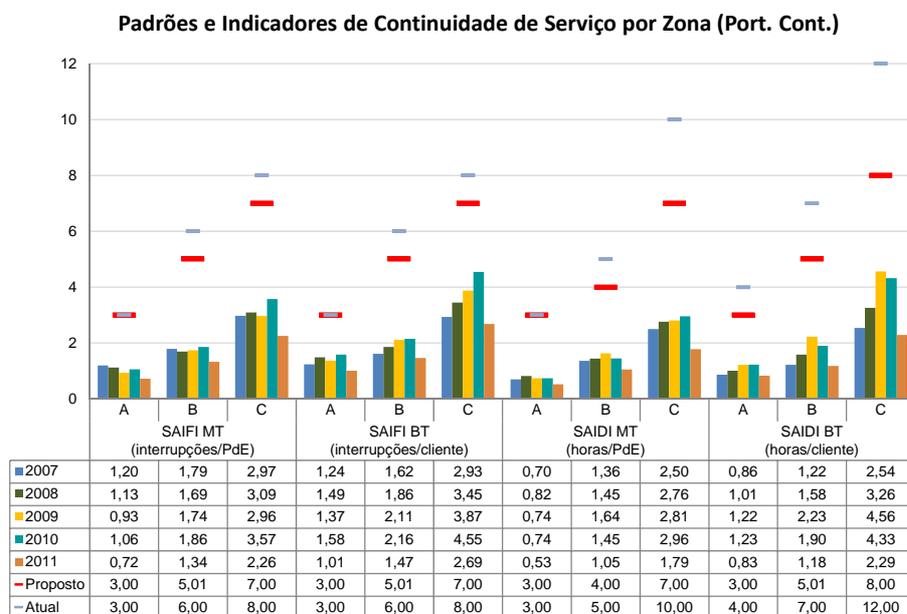
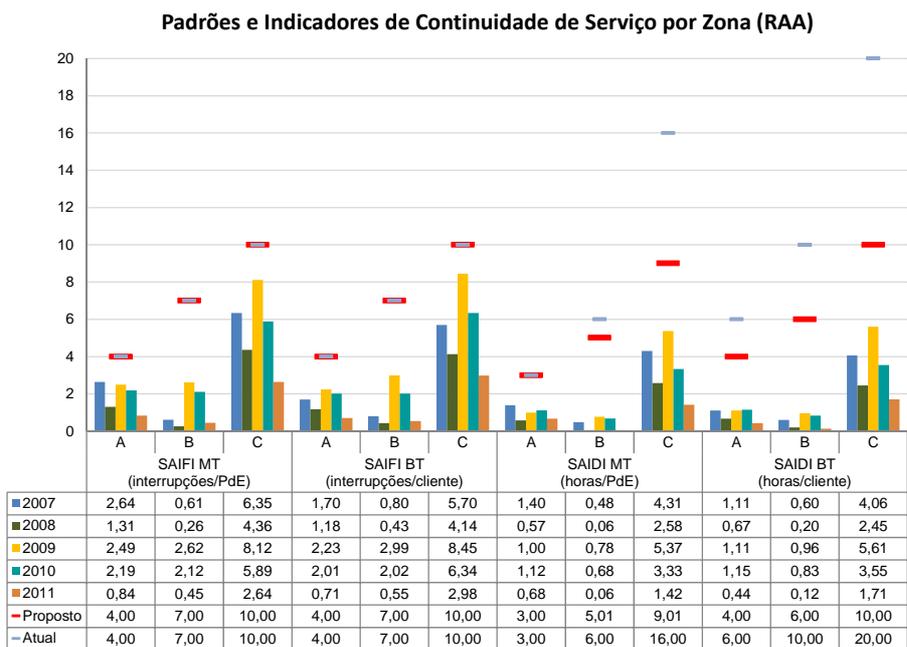
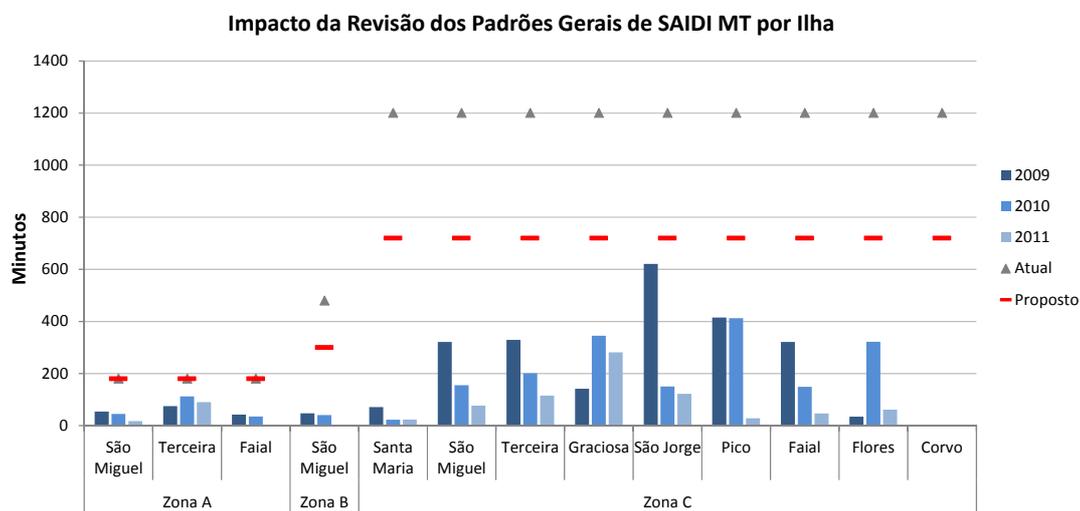


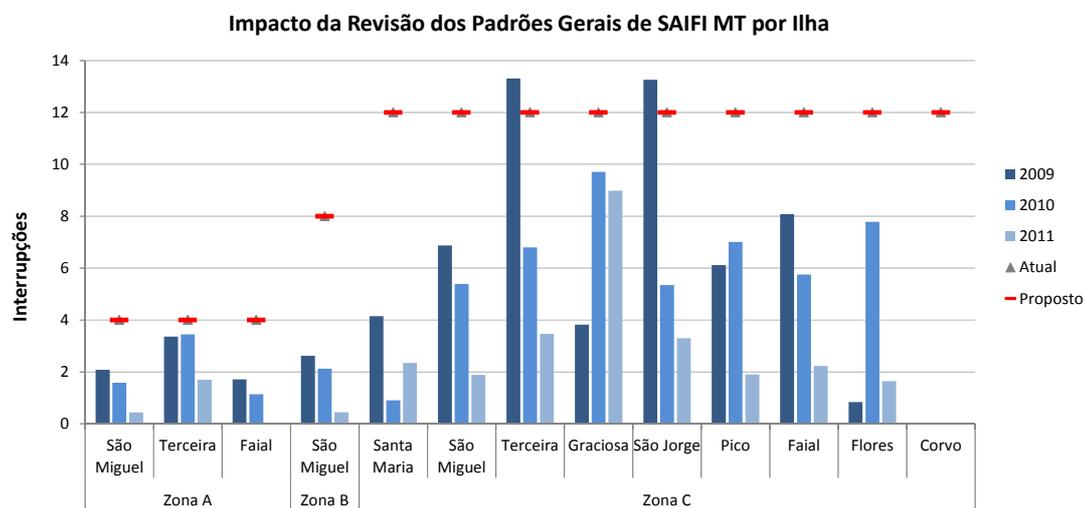
Figura A2 - 2 – Comparação entre os indicadores de continuidade de serviço e os valores atuais e propostos para os padrões gerais da RAA



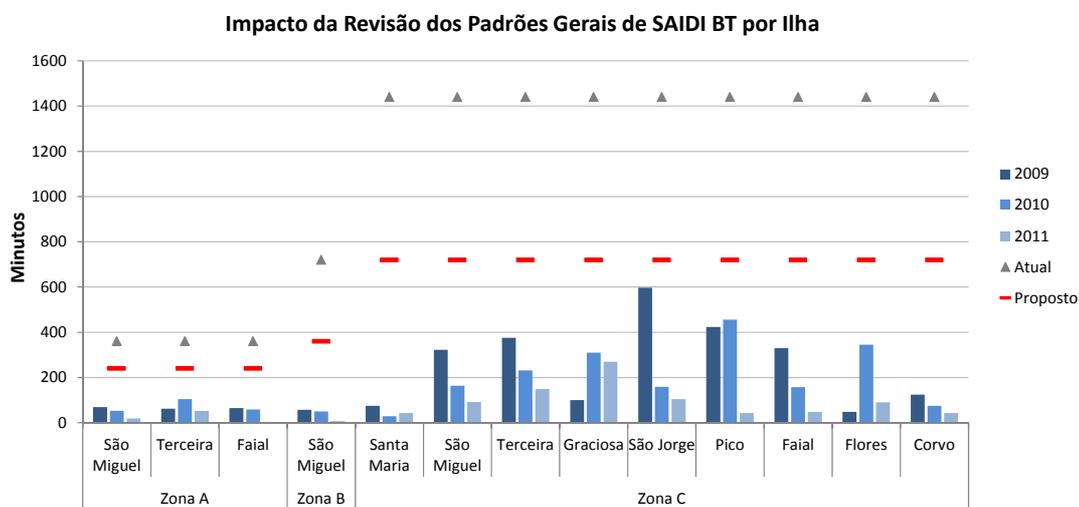
**Figura A2 - 3 – Comparação entre o indicador SAIDI MT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAA**



**Figura A2 - 4 – Comparação entre o indicador SAIFI MT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAA**



**Figura A2 - 5 – Comparação entre o indicador SAIDI BT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAA**



**Figura A2 - 6 – Comparação entre o indicador SAIFI BT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAA**

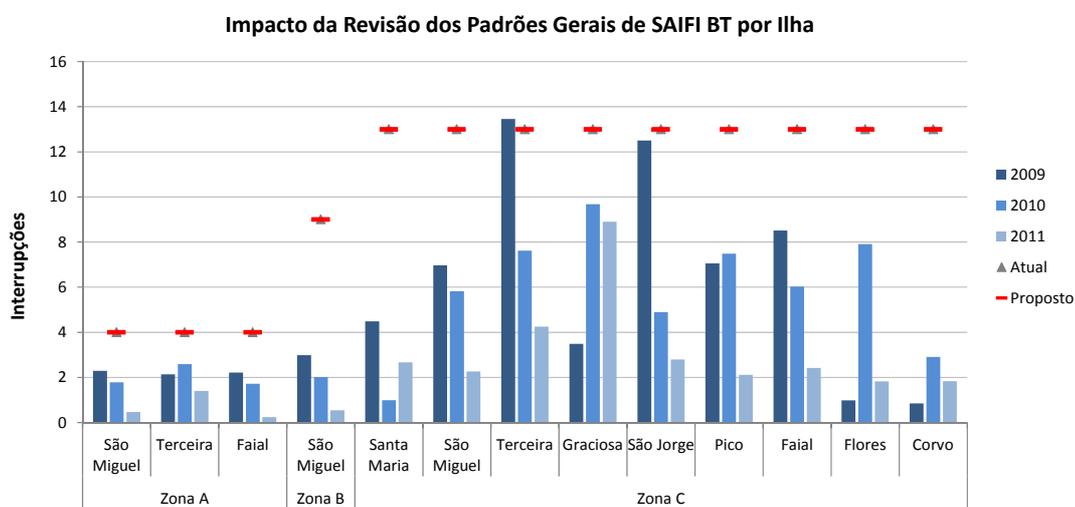


Figura A2 - 7 – Comparação entre os indicadores de continuidade de serviço e os valores atuais e propostos para os padrões gerais da RAM

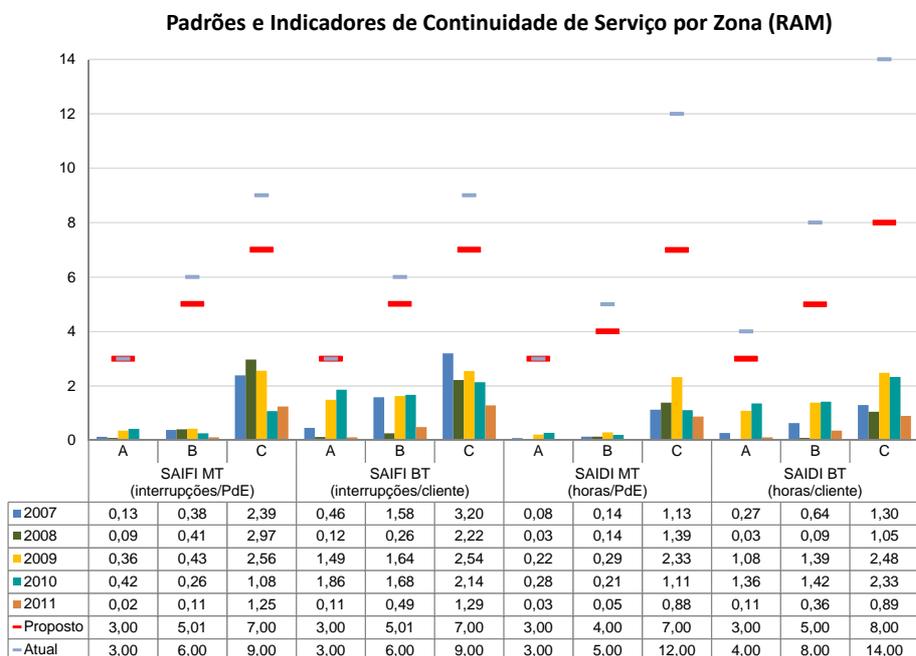
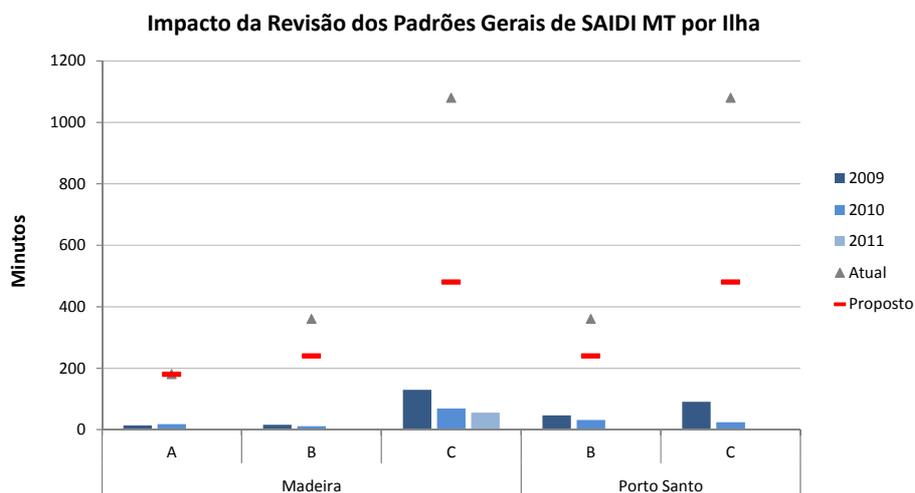
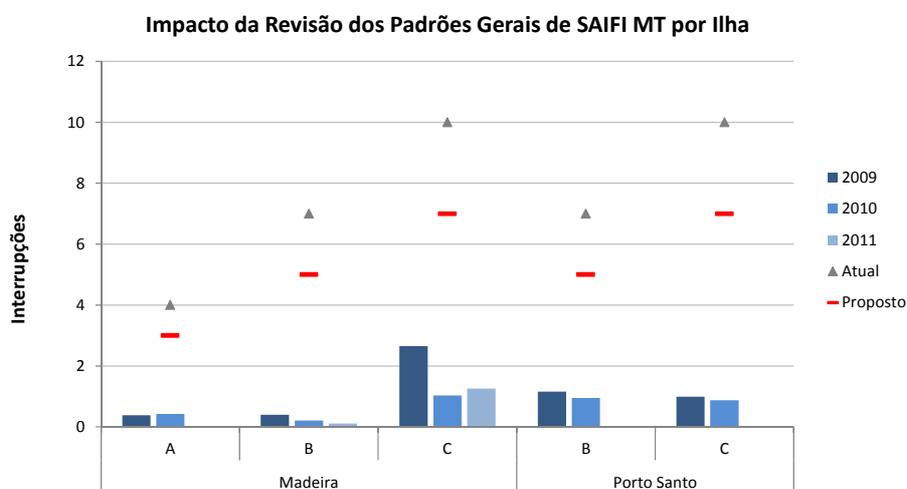


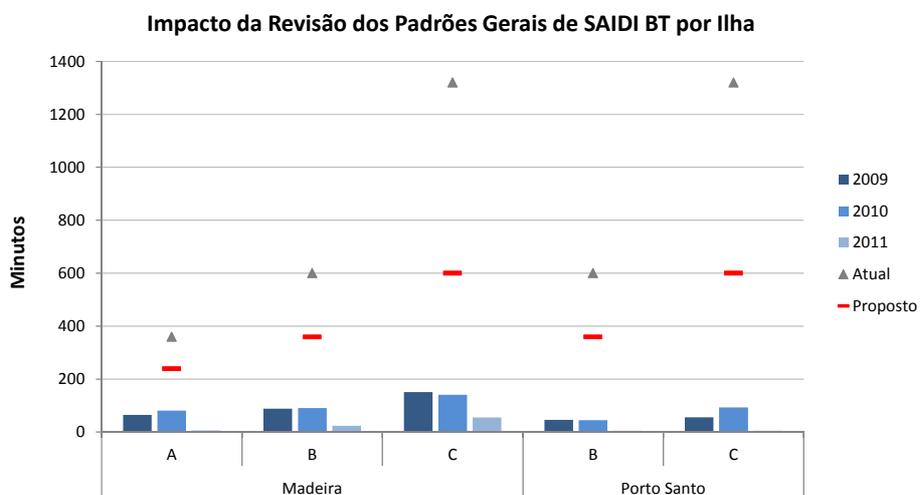
Figura A2 - 8 – Comparação entre o indicador SAIDI MT e os respectivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAM



**Figura A2 - 9 – Comparação entre o indicador SAIFI MT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAM**



**Figura A2 - 10 – Comparação entre o indicador SAIDI BT e os respetivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAM**



**Figura A2 - 11 – Comparação entre o indicador SAIFI BT e os respectivos padrões gerais por ilha, atuais e propostos, para a RAM**

