

# CONSULTA PÚBLICA 94

## DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço

SETORES ELÉTRICO E GÁS

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>SECÇÃO I – SETOR ELÉTRICO</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>5</b>
2.1	Situação atual	5
2.2	Propostas de alteração	7
<b>3</b>	<b>CONTINUIDADE DE SERVIÇO - SITUAÇÃO ATUAL</b>	<b>11</b>
3.1	Evolução histórica	12
3.2	Estudos realizados pelo INESC ID/IST	14
<b>4</b>	<b>PROPOSTA DE PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>19</b>
4.1	Metodologia	19
4.2	Portugal continental	21
4.2.1	Média tensão	21
4.2.2	Baixa tensão	24
4.3	Região Autónoma dos Açores	24
4.3.1	Média tensão	24
4.3.2	Baixa tensão	25
4.4	Região Autónoma da Madeira	25
4.4.1	Média tensão	25
4.4.2	Baixa tensão	26
<b>5</b>	<b>PROPOSTA DE PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO</b>	<b>27</b>
5.1	Situação atual	27
5.2	Proposta de alteração	34
5.2.1	Padrões gerais para a continuidade de serviço em Portugal continental	35
5.2.2	Padrões para a continuidade de serviço na Região Autónoma dos Açores	36
5.2.3	Padrões para a continuidade de serviço na Região Autónoma da Madeira	38
<b>6</b>	<b>QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL</b>	<b>40</b>
6.1	Avaliação do desempenho na frequência da leitura de equipamentos de medição	40
6.2	Clientes prioritários	40
6.3	Outras alterações	41
<b>7</b>	<b>OUTROS TEMAS</b>	<b>42</b>
7.1	Planos de melhoria	42
7.2	Planos de monitorização da qualidade de energia elétrica	42
7.3	Classificação como evento excecional	42
7.4	Armazenamento autónomo de energia	43

7.5	Unidades de produção para autoconsumo .....	43
7.6	Produção de efeitos.....	44
<b>SECÇÃO II – SETOR DO GÁS .....</b>		<b>45</b>
<b>8</b>	<b>TERMINOLOGIA.....</b>	<b>47</b>
<b>9</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DO GÁS E SUA MONITORIZAÇÃO.....</b>	<b>48</b>
<b>10</b>	<b>INTERRUPÇÃO DE PRODUTORES DE GÁS.....</b>	<b>49</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A revisão mais recente do [Regulamento da Qualidade de Serviço \(RQS\)](#), publicado em 2017, manteve o conceito e a definição das zonas de qualidade de serviço em vigor, no que respeita ao setor elétrico, desde a primeira publicação deste regulamento, em 2004, em Portugal continental. À data estava já identificada a necessidade de revisão deste tema, tornando-se agora oportuna dada a evolução que se vem verificando ao nível da georreferenciação nos sistemas informáticos dos operadores de redes.

A exigência imposta aos operadores de redes no que respeita à continuidade de serviço no setor elétrico foi alterada, tornando-se mais exigente, com a publicação do primeiro RQS operada em 2013<sup>1</sup>. Os estudos entretanto desenvolvidos, em colaboração com os operadores de redes, permitem que este tema seja retomado, pelo que se propõem alterações ao nível dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço no setor elétrico.

A publicação do [Decreto-Lei n.º 62/2020](#), de 28 de agosto, trouxe alterações à organização do sistema nacional de gás que obrigam a adaptar o RQS, destacando-se a possibilidade de injeção de gases renováveis e de gases de baixo teor em carbono.

A experiência de aplicação do RQS tem permitido identificar um conjunto de oportunidades de melhoria, normalmente situações de detalhe, aproveitando-se esta oportunidade para a sua revisão.

O presente documento está organizado em duas secções distintas: a primeira secção dedicada aos temas sujeitos a revisão regulamentar do setor elétrico, enquanto a segunda secção é dedicada aos temas do setor do gás. Finalmente, em Anexo são enumerados os documentos de suporte à presente consulta pública.

A consulta pública decorre até ao dia 25 de janeiro de 2021, prazo no qual todos poderão enviar contributos sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos podem ser enviados por email, correio ou fax para os seguintes contactos:

- Endereço eletrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt)
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 3.º andar, 1400-113 Lisboa
- Fax: 213033201

---

<sup>1</sup> [Consulta Pública n.º 43](#).

A ERSE terá em conta os contributos quando elaborar a versão final da alteração ao RQS. Juntamente com a aprovação e publicação da versão final, a ERSE disponibiliza igualmente um relatório onde são identificadas as matérias que suscitaram comentários, respondendo de forma justificada aos mesmos e indicando, sempre que possível, se foram ou não considerados na redação final.

No caso de pretender que um comentário não seja publicado, o seu autor deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que, no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

## SECÇÃO I – SETOR ELÉTRICO





## 2 ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO

### 2.1 SITUAÇÃO ATUAL

Desde a publicação do primeiro RQS para o setor elétrico que foram estabelecidas zonas de qualidade de serviço, ou seja, regiões geográficas em que a qualidade de serviço a prestar aos clientes tem um nível de exigência distinto. Atualmente os diferentes níveis de qualidade só se aplicam à continuidade de serviço, contrariamente ao que sucedia no passado em que a qualidade de serviço comercial (em especial quando era necessária deslocação do operador de rede à instalação de consumo) também tinha níveis distintos por zona de qualidade.

O RQS classifica as zonas de qualidade de serviço em Portugal continental e RAA da seguinte forma:

- Zona A – capitais de distrito em Portugal continental e cidades de Ponta Delgada, Angra de Heroísmo e Horta, na RAA, e localidades com mais de 25 mil clientes;
- Zona B – localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000;
- Zona C – os restantes locais.

Para efeitos de aplicação do RQS na RAM, a classificação de zonas de qualidade de serviço é a seguinte:

- Zona A – localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional;
- Zona B – núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C;
- Zona C – os restantes locais.

A existência de zonas de qualidade de serviço é justificada pelos seguintes motivos:

- Apesar da uniformidade tarifária, os custos de distribuir energia em diferentes zonas do país são bem distintos. Essencialmente dependem do tipo de rede (aérea, subterrânea, grau de redundância e automatismos instalados) e da densidade de consumo (economias de escala). É assim aceitável que, sem prejudicar o princípio da uniformidade tarifária, o nível de qualidade do serviço prestado não seja igual em todo o lado, ou seja, não esteja sujeito aos mesmos padrões de qualidade.
- Nem todas as atividades exigem determinados níveis elevados de qualidade de serviço (em termos de continuidade). Assim, faz sentido que a qualidade se adapte às necessidades, evitando

sobreinvestimentos que resultariam de uma uniformidade ao nível da qualidade de serviço, com os consequentes aumentos de custo nas tarifas de acesso às redes que teriam de ser pagas por todos.

Apesar destes princípios que são aplicados a nível internacional, a ERSE reconhece a necessidade de reduzir assimetrias no território e de melhorar a qualidade em locais determinados e tem vindo a criar incentivos nesse sentido, destacando-se:

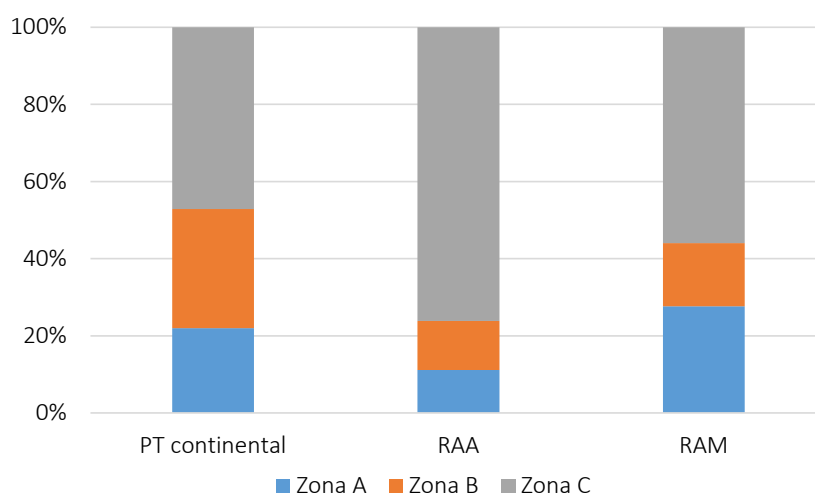
- Maior aumento da exigência dos padrões de continuidade de serviço nas Zonas C.
- Criação de incentivo económico à melhoria da continuidade de serviço nos locais pior servidos das Zonas C.
- Criação do conceito de ilha de qualidade de serviço, permitindo melhorar a continuidade de serviço em locais específicos onde a atividade desenvolvida o exija, por exemplo em parques industriais.

Conforme descrito anteriormente, as atuais zonas de qualidade de serviço:

- Dependem de classificação administrativa e do número de clientes por localidade – em Portugal continental e na Região Autónoma dos Açores (RAA).
- São definidos em termos georreferenciados (mapa) – na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Na figura seguinte apresenta-se a percentagem do número de clientes distribuídos por zonas de qualidade de serviço, nos diferentes níveis de tensão, em Portugal continental e nas regiões autónomas.

**Figura 2-1 – Percentagem do número de clientes por zona de qualidade de serviço**



Verifica-se, na Figura 2-1, que a maioria dos clientes estão localizados na Zona C não só em Portugal continental, bem como nas regiões autónomas. Esta situação é reforçada na RAA.

## 2.2 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO

Os estudos desenvolvidos pelo INESC ID/Instituto Superior Técnico, para os operadores das redes EDA – Eletricidade dos Açores, EDP Distribuição (futura E-Redes) e EEM – Empresa de Electricidade da Madeira evidenciam que, em Portugal continental e na Região Autónoma dos Açores, a continuidade de serviço esperada é heterogénea e respeita as zonas de qualidade de serviço, ou seja, os operadores das redes têm considerado no seu planeamento as diferentes zonas impostas pelo RQS, procurando-se assim um desenvolvimento de rede equilibrado, ponderando a qualidade necessária e os custos a suportar pelos clientes. Por sua vez, os mesmos estudos mostram que na Região Autónoma da Madeira, resultado de opções históricas e também de investimentos realizados, a continuidade de serviço é mais homogénea, não sendo tão nítidas as três zonas de qualidade de serviço estabelecidas.

### ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO CONTINUAM A SER DEFINIDAS UTILIZANDO CRITÉRIOS ADMINISTRATIVOS

O RQS vigente já utiliza os seguintes critérios administrativos para definição das zonas de Qualidade de Serviço:

- Capitais de distrito;
- Densidade de clientes tendo por base geográfica a “localidade”.

Somente na Região Autónoma da Madeira existe um outro modo de as definir.

Considerando-se adequado manter este tipo de definição, propõe-se manter os critérios administrativos vigentes, alargando a sua aplicação à Região Autónoma da Madeira. O balanço da experiência anterior permite concluir que, de modo global, a definição com recurso a critérios administrativos das zonas de qualidade de serviço tem produzido resultados satisfatórios em termos de planeamento, assumindo-se que com a definição das zonas de qualidade de serviço se pretende estabelecer um objetivo de qualidade, um patamar a ser atingido pelos operadores de redes, e não uma adaptação à rede existente.

## **A DEFINIÇÃO DE “LOCALIDADE” CARECE DE REVISÃO**

Desde a publicação do primeiro RQS que a definição de “localidade” que é utilizado para estabelecer as zonas de Qualidade de Serviço carece de desenvolvimento e maior aprofundamento, tendo conduzido a que diferentes operadores de rede tenham utilizado aproximações distintas. Acresce que também se verifica falta de atualização das zonas, que ao longo do tempo vão tendo a sua evolução em resultado não só da evolução do ordenamento do território, como também do respetivo número de clientes.

## **O LUGAR INE É UM CONCEITO EXÓGENO AO SETOR, DEFINIDO DE FORMA CONCRETA E GEORREFERENCIADO**

De modo a ultrapassar essa situação, a EDP Distribuição – Energia, S.A. propôs à ERSE a utilização do conceito de “lugar” conforme se encontra definido pelo Instituto Nacional de Estatística (INE) em substituição do termo de “localidade” que é utilizado para definir as zonas de Qualidade de Serviço.

O INE define “lugar” como “Aglomerado populacional com dez ou mais alojamentos destinados à habitação de pessoas e com uma designação própria, independentemente de pertencer a uma ou mais freguesias.”, tendo ainda critérios adicionais “Os seus limites, em caso de dificuldade na sua clara identificação, devem ter em atenção a continuidade de construção, ou seja, os edifícios que não distem entre si mais de 200 metros. Para este efeito, não se considera a descontinuidade de construção motivada por interposição de vias de comunicação, campos de futebol, logradouros, jardins, etc.”<sup>2</sup>.

Os “lugares INE” são polígonos georreferenciados e encontram-se definidos para todos os municípios, sendo uma das unidades geográficas utilizadas na estatística nacional. Trata-se, portanto, de uma variável exógena ao setor.

Considerou-se assim adequado substituir o conceito de “localidade” pelo conceito de “lugar” conforme se encontra definido pelo INE.

Esta opção não invalida que possam surgir aperfeiçoamentos que possam contribuir para uma transição entre os dois regimes, podendo ser feitas ajustes aos lugares, designadamente tirando partido dos conceitos de seções ou subseções estatísticas.

---

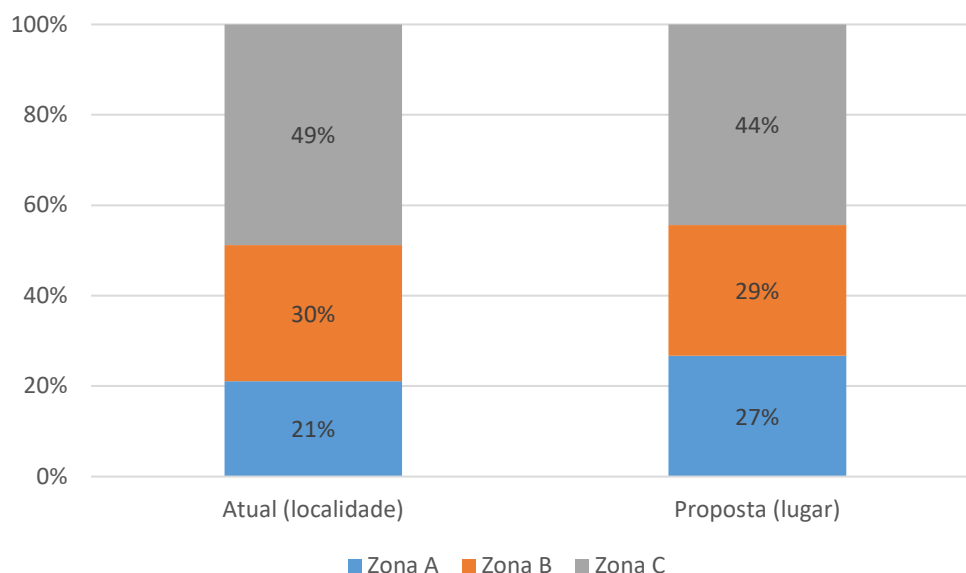
<sup>2</sup> <http://smi.ine.pt/Conceito/Detalhes/2990>

**LOCAIS COM MAIS DE 2000 INSTALAÇÕES NÃO DESCEM DE CLASSIFICAÇÃO**

Resultado do trabalho desenvolvido pela EDP Distribuição – Energia, S.A. de avaliação das consequências desta alteração do conceito a ser aplicado, concluiu-se ser importante criar uma cláusula de salvaguarda que contribuísse para minimizar as alterações resultantes da mudança da utilização do conceito de “localidade” para o de “lugar INE”. Para essa cláusula de salvaguarda propõe-se que os lugares com mais de 2000 instalações situados atualmente em zona A ou zona B não possam passar para uma zona de qualidade inferior.

**COM A ALTERAÇÃO PROPOSTA HÁ UM AUMENTO DO NÚMERO DE INSTALAÇÕES EM ZONAS DE MELHOR QUALIDADE DE SERVIÇO**

Com os critérios acima referidos, e no que respeita às instalações ligadas às redes operadas pela EDP Distribuição – Energia, S.A., verifica-se um aumento de seis pontos percentuais em zona A e uma diminuição de 1 e 5 pontos percentuais, respetivamente, nas zonas B e C. De referir que parte das alterações identificadas se devem à evolução ocorrida na densificação das zonas que estavam estabelecidas e que não tinham sido alvo de uma atualização.

**Figura 2-2 – Impacte na classificação das instalações**

Fonte: EDP Distribuição

Em síntese, a proposta de atualização de zonas de qualidade de serviço permite tirar partido da evolução tecnológica e da georreferenciação, passa a aderir a um conceito nacional e externo ao setor e coloca mais instalações em zonas de qualidade de serviço superior.

### **3 CONTINUIDADE DE SERVIÇO - SITUAÇÃO ATUAL**

#### **A CONTINUIDADE DE SERVIÇO ESTÁ RELACIONADA COM AS INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO OU COM AS INTERRUPÇÕES VERIFICADAS NAS REDES QUE SERVEM PRODUTORES OU QUE SE INTERLIGAM COM OUTRAS REDES**

A continuidade de serviço é a vertente da qualidade de serviço que tem em consideração a continuidade da prestação do serviço de rede, ou seja, a capacidade da rede permitir a veiculação de energia, seja para consumo ou para escoar a produção. Assim, neste âmbito, procede-se à caracterização e avaliação das situações em que se verifica a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, que resulte da ocorrência de incidentes ou de intervenções planeadas pelo respetivo operador.

Os pontos de entrega considerados num determinado nível de tensão correspondem a pontos de ligação às instalações de clientes e de produtores ou a ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição ou da rede de distribuição em média tensão (MT) às redes de distribuição em baixa tensão (BT).

#### **A CONTINUIDADE DE SERVIÇO É AVALIADA ATRAVÉS DE INDICADORES REFERENTES AO NÚMERO E DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES**

Para efeitos de caracterização e avaliação da continuidade de serviço estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto.

#### **O RQS ESTABELECE UM INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO NA REDE MT**

O RQS prevê ainda um incentivo ao operador de rede AT/MT de Portugal continental no sentido de melhorar a sua continuidade de serviço na rede MT. Este incentivo tem duas componentes, contribuindo para a melhoria da continuidade de serviço em termos médios, mas também para a redução de assimetrias, incentivando ações no sentido de melhorar a continuidade de serviço nos pontos de entrega pior servidos. O balanço que se faz ao longo dos 16 anos de aplicação deste incentivo permite correlacioná-lo com a melhoria do desempenho alcançada pelo operador de rede respetivo.

#### **OS EVENTOS EXCECIONAIS NÃO SÃO TIDOS EM CONSIDERAÇÃO PARA AFERIÇÃO DO CUMPRIMENTO DE PADRÕES**

Importa recordar que o RQS estabelece, desde 2014, o conceito de “Evento Excepcional”, o qual corresponde a eventos que cumpram cumulativamente as seguintes características:



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

Um evento só é classificado como “Evento Excecional” se, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores, a ERSE o aprovar como tal. Quando um evento é considerado excecional, há um conjunto de interrupções verificadas durante o evento que não são consideradas para aferição do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço nem para cálculo do incentivo à continuidade de serviço<sup>3</sup>.

### 3.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

**A CONTINUIDADE DE SERVIÇO TEM MELHORADO AO LONGO DOS ANOS, NOTANDO-SE UMA ESTABILIZAÇÃO NOS ÚLTIMOS ANOS**

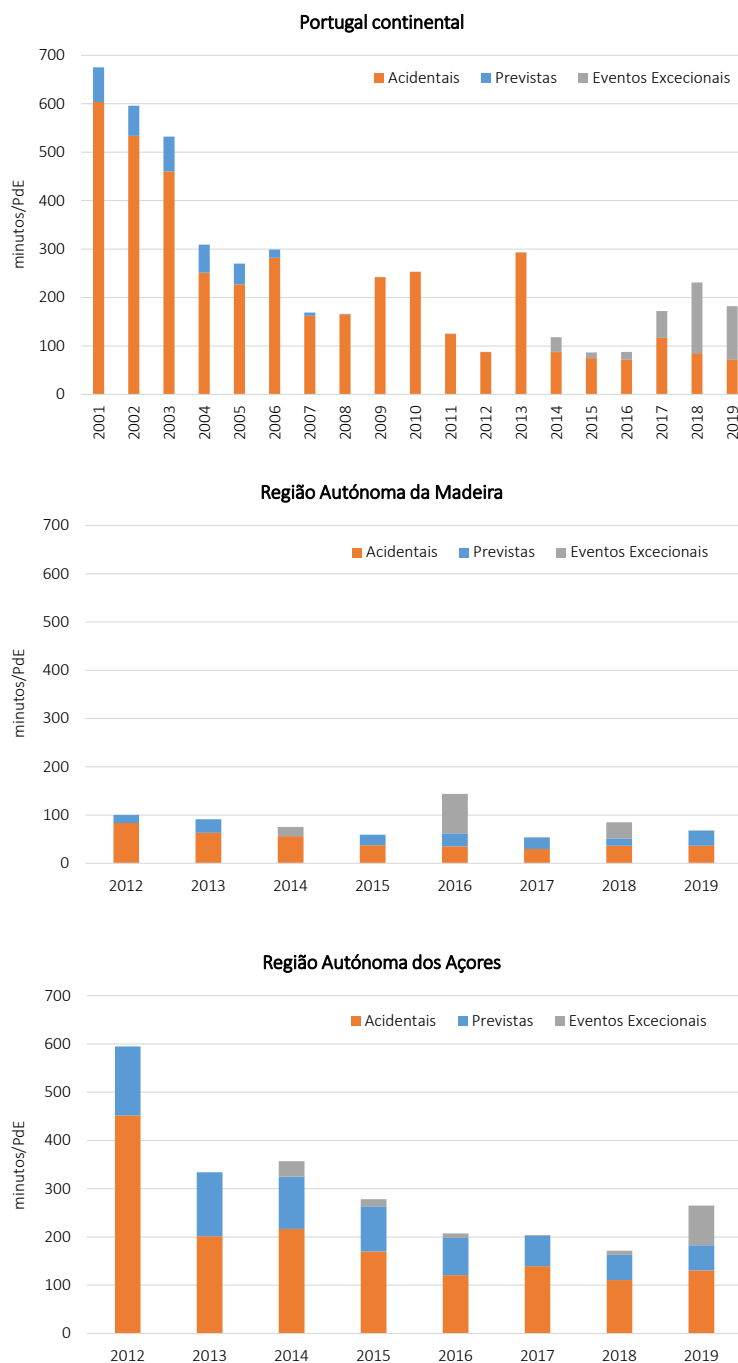
Ao longo dos últimos anos, como se pode observar na Figura 3-1, o desempenho das redes elétricas no que se refere à duração média das interrupções longas sentidas<sup>4</sup> pelos clientes apresentou uma comprovada tendência de melhoria.

---

<sup>3</sup> Toda a informação relativa aos incidentes classificados pela ERSE como “Eventos Excecionais” poderá ser encontrada [aqui](#).

<sup>4</sup> Apresenta-se informação desagregada por tipo de interrupção. O conceito de “evento excecional” só existe desde 2013.

Figura 3-1 – Evolução do SAIDI MT, em minutos por ponto de entrega

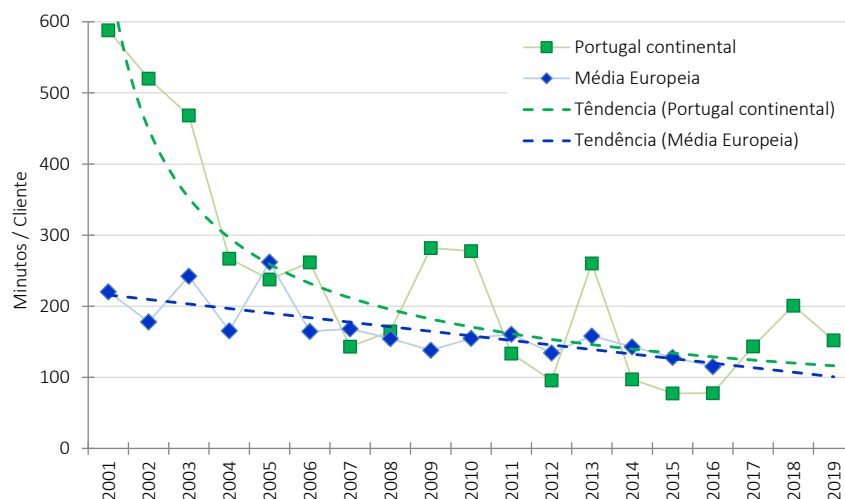


### CONTINUIDADE DE SERVIÇO CONVERGIU COM A MÉDIA EUROPEIA

Na Figura 3-2 compara-se a evolução verificada em Portugal continental com outros países europeus e com a média europeia. Verifica-se que, nos últimos anos, o desempenho em Portugal continental convergiu para a média europeia. Sendo as redes de MT a componente determinante para o desempenho da

continuidade de serviço das redes em BT, o planeamento do desenvolvimento e investimento das redes de MT e de AT sempre identificou a qualidade de serviço como um dos principais vetores de investimento<sup>5</sup>.

**Figura 3-2 – Evolução da duração da totalidade das interrupções em BT (SAIDI BT)**



### 3.2 ESTUDOS REALIZADOS PELO INESC ID/IST

A ERSE solicitou a um centro de investigação científica, o INESC ID / Instituto Superior Técnico (INESC ID/IST), um estudo que melhor permita conhecer o nível de desempenho, no domínio da continuidade de serviço, das diferentes redes elétricas de distribuição.

A qualidade de serviço percebida pelos clientes depende da taxa de incidentes na rede, da tipologia em que a rede é explorada e dos processos de restabelecimento utilizados, com consequência no tempo de reposição do serviço. A taxa de incidentes varia com a exposição da rede elétrica aos fatores externos (por exemplo, fenómenos atmosféricos, incêndios, avifauna) e com o próprio estado dos elementos de rede. A tipologia em que a rede é explorada tem influência no tempo de recuperação de um incidente, uma vez que há tipologias que permitem reconfiguração e, portanto, um restabelecimento mais rápido. Os processos de restabelecimento dependem ainda do nível de automação da rede e do esforço dedicado à reparação de avarias.

<sup>5</sup> Mais informação sobre esta questão nas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento nas Redes de Distribuição (PDIRD) de Eletricidade que, por exemplo, são disponibilizadas [aqui](#).

Os estudos realizados pelo INESC ID/IST utilizam uma ferramenta de simulação (DPlan) para simular avarias dos elementos da rede e a correspondente interrupção do serviço nos pontos de entrega, com a finalidade de obter valores esperados para os indicadores de continuidade de serviço.

A qualidade dos resultados da simulação depende significativamente do rigor com que a rede é caracterizada e da adequada parametrização dos processos de restabelecimento. Assim, parte significativa do trabalho desenvolvido pelo INESC ID/IST consistiu na parametrização das redes estudadas, nomeadamente nas taxas de avarias e nos tempos médios de restabelecimento do serviço após incidentes. Foram parametrizadas as redes da EDA – Electricidade do Açores, S.A., da EDP Distribuição – Energia, S.A. e da EEM – Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.

A simulação efetuada passa por experimentar uma avaria permanente em cada um dos elementos da rede (situação N-1), sendo analisada a respetiva interrupção do serviço (isolamento do elemento defeituoso) e possibilidades de restabelecimento (via reconfiguração da rede ou reparação de elementos defeituosos). De realçar que, no caso da rede de maior dimensão (EDP Distribuição – Energia, S.A.), a simulação abrange cerca de 100 mil elementos de rede.

Com base nas simulações efetuadas, o INESC ID/IST obteve os valores esperados para os indicadores de continuidade de serviço no ponto de entrega a cada posto de transformação<sup>6</sup> (PT), incluindo PT de clientes MT e PT do operador da rede de distribuição. Realça-se que as interrupções de fornecimento de energia elétrica a montante de um PT são responsáveis pela grande maioria das interrupções sentidas pelos clientes em BT. Foram considerados os seguintes indicadores, conforme definido no RQS<sup>7</sup>:

- Número de interrupções (#/ano).
- Duração das interrupções (minutos/ano);

São somente considerados os seguintes tipos de interrupção:

- Interrupções acidentais longas, ou seja, com duração superior a três minutos;
- Interrupções acidentais com origem nas redes. Não foram consideradas interrupções acidentais com origem na produção, realidade com alguma expressão na Região Autónoma dos Açores.

---

<sup>6</sup> Os postos de transformação são instalações onde se procede à transformação da energia elétrica em média tensão para baixa tensão, alimentando a rede de distribuição de baixa tensão.

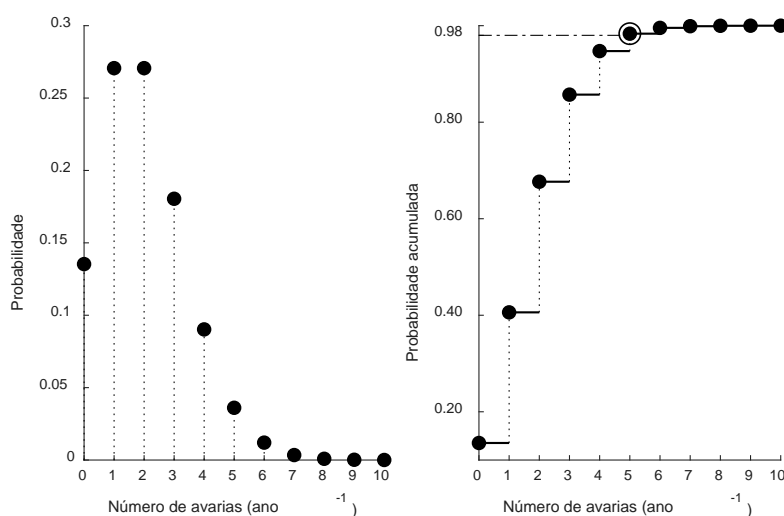
<sup>7</sup> N.º 1 do artigo 23.º do RQS.

Para melhorar a calibração do modelo utilizado, o INESC ID/IST comparou o valor esperado dos indicadores de continuidade de serviço, resultante da simulação, com os valores históricos verificados. A comparação foi feita ao nível da área de rede, ou seja, agregando o valor esperado por PT para cada área de rede. Esta tarefa permitiu melhorar os parâmetros da simulação e corrigir erros de caracterização dos ativos de rede.

A distribuição de Poisson é um modelo probabilístico adequado para representar um fenómeno do tipo “número de avarias”, em que a taxa média de avarias é constante num determinado período (por exemplo, um ano) e uma ocorrência se considera independente da ocorrência anterior. Os valores esperados para a taxa de avarias (#/ano), obtidos por simulação das redes em DPlan, permitem parametrizar uma distribuição de Poisson associada a cada ponto de entrega da rede.

Na Figura 3-3 ilustram-se a função de probabilidade (esquerda) da distribuição de Poisson e a respetiva função de probabilidade acumulada (direita) do número anual de interrupções/avarias para um ponto de entrega exposto a um valor esperado de duas interrupções por ano. A função de probabilidade exprime a probabilidade do número anual de interrupções tomar um determinado valor (inteiro) num ano, enquanto que a função de probabilidade acumulada exprime a probabilidade do número anual de interrupções tomar um determinado valor *máximo* (inclusive). Deste modo, recorrendo à função de probabilidade acumulada, é possível determinar qual a probabilidade de um determinado ponto de entrega ter um número anual de interrupções igual ou inferior a um determinado valor.

**Figura 3-3 - Função de probabilidade (esquerda) e função de probabilidade acumulada (direita) do número anual de interrupções para um ponto de entrega exposto a um valor esperado de duas interrupções por ano ( $\lambda=2$  interrupções/ano)**



Fonte: INESC ID/IST

O valor esperado corresponde ao valor máximo (probabilidade acumulada) do número anual de interrupções com 50% de garantia probabilística<sup>8</sup>. Significa isto que, num período de vários anos de ocorrência de interrupções, em metade dos anos desse período o número anual de interrupções será igual ou inferior ao valor esperado. Por este motivo, o valor esperado não é considerado adequado para estabelecer padrões individuais, uma vez que o padrão teria um nível de confiança de apenas 50% — estatisticamente, o padrão seria violado em metade do tempo.

O estabelecimento de valores dos padrões terá que corresponder a uma elevada garantia probabilística, de forma a garantir que a infraestrutura não é subdimensionada o que provocaria uma qualidade sentida pelos clientes não aceitável. No caso da Figura 3-3, ao valor esperado de duas interrupções anuais corresponde o número máximo de cinco interrupções por ano com garantia probabilística (nível de confiança) de 98%.

Assim, a metodologia desenvolvida pelo INESC ID/IST faz corresponder, aos valores esperados obtidos por simulação para cada ponto de entrega (MT), valores máximos do número anual de interrupções com elevado nível de confiança (98%). Após mapeamento dos valores esperados em valores máximos com determinada garantia probabilística, a análise da distribuição<sup>9</sup> dos valores máximos permite estimar o nível de cumprimento dos valores dos padrões, ou seja, o número (absoluto ou relativo) de pontos de entrega onde se espera que o número ou duração total das interrupções não ultrapasse os valores dos padrões de continuidade de serviço. Equivalentemente, esta distribuição de valores máximos permite também determinar o nível de incumprimento dos padrões correspondente à garantia probabilística em questão, ou seja, os pontos de entrega onde se espera que o número ou duração das interrupções ultrapasse os respetivos padrões, permitindo assim ter uma noção das compensações a serem pagas a clientes MT e BT. Não menos importante é o facto de esta distribuição de valores máximos permitir a análise da sensibilidade do nível de (in)cumprimento a determinados valores dos padrões.

O trabalho realizado pelo INESC ID/IST foi, como já referido, ao nível do ponto de entrega em MT a cada PT. Uma vez que também se pretende estabelecer padrões individuais para a BT, o INESC ID/IST estabeleceu uma metodologia para extensão dos resultados obtidos para MT à BT. Para tal, assumiram-se

---

<sup>8</sup> Como a distribuição de Poisson é uma distribuição de variável aleatória discreta, tipicamente não haverá um valor do número anual de interrupções/avarias com probabilidade acumulada  $P = 50\%$  (ou  $P = 98\%$ ), mas sim um valor para o qual se verifica  $P \geq 50\%$  ( $\geq 98\%$ )

<sup>9</sup> Aqui, por distribuição entende-se histograma ou frequência (absoluta/relativa) dos valores máximos, e não distribuição no sentido probabilístico (distribuições de probabilidade)

os seguintes pressupostos: i) as redes aéreas em BT são na sua grande maioria em cabo troçada, com taxas de incidentes muito semelhantes às redes BT em cabo subterrâneo; ii) as redes de BT são responsáveis por muitos menos interrupções nos pontos de entrega em BT do que as redes de MT; iii) os tempos de restabelecimento em redes BT são semelhantes aos das redes MT.

Dos estudos realizados pelo INESC ID/IST é possível sintetizar as seguintes conclusões principais:

- A continuidade de serviço depende significativamente da tipologia das redes de MT, nomeadamente se a rede é aérea ou subterrânea, pelo que se verificam diferenças significativas entre redes urbanas e redes não urbanas.
- A rede da EEM utiliza um nível de tensão mais baixo na MT (6,6 kV) do que o restante território, conduzindo a saídas das subestações mais curtas e a um maior número de subestações, com consequências significativas ao nível da continuidade de serviço, favorecendo um menor número de interrupções. Tratou-se de uma opção histórica, provavelmente resultante de influência inglesa, uma vez que a eletrificação na ilha da Madeira se iniciou com uma empresa inglesa.
- Nas Zonas A, a margem para aumentar a exigência nos padrões de continuidade de serviço é reduzida ou, em alternativa, obrigaria a investimentos significativos na rede.
- Nas Zonas B e C, há mais margem para tornar os padrões do número e duração das interrupções mais exigentes, garantindo assim uma melhor qualidade aos clientes.

Os trabalhos do INESC ID/IST conduziram à elaboração dos seguintes relatórios:

- Valores Esperados da Continuidade de Serviço na Rede de Distribuição - Resultados Finais para Portugal continental
- Valores Esperados da Continuidade de Serviço na Rede de Distribuição - Resultados Finais para a Região Autónoma da Madeira
- Valores Esperados da Continuidade de Serviço na Rede de Distribuição - Resultados Finais para a Região Autónoma dos Açores
- Continuidade de Serviço na Rede de Distribuição de Energia Elétrica: Valores Esperados, Valores Máximos e Definição de Padrões

Os relatórios referidos encontram-se disponíveis na página da ERSE desta consulta pública, considerando-se como mais um dos elementos de suporte à presente consulta pública.

## 4 PROPOSTA DE PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 4.1 METODOLOGIA

O estabelecimento de padrões individuais deve ter em consideração não só a qualidade que se considera necessária para os diferentes utilizadores das redes, sejam produtores ou consumidores, mas também os custos associados ao cumprimento dos níveis e qualidade impostos pelos padrões.

#### **A ERSE TEM AO DISPOR DUAS FERRAMENTAS – MODELOS DESENVOLVIDO PELO INESC ID/IST E A ANÁLISE DOS VALORES HISTÓRICOS**

Para o estabelecimento de padrões individuais a ERSE dispõe de duas ferramentas:

- Os estudos realizados pelo INESC ID/IST permitem calcular para um determinado grau de confiança o nível de incumprimentos associado a um padrão determinado. Os resultados probabilísticos são obtidos, conforme se detalhou no capítulo anterior, por simulação do comportamento de rede tendo por base um modelo de rede e taxas de fiabilidade dos vários elementos que compõe a rede. Com o nível de incumprimentos são também calculadas as compensações monetárias associadas.
- Valores históricos para os indicadores individuais (número e duração de interrupções) para cada posto de transformação.

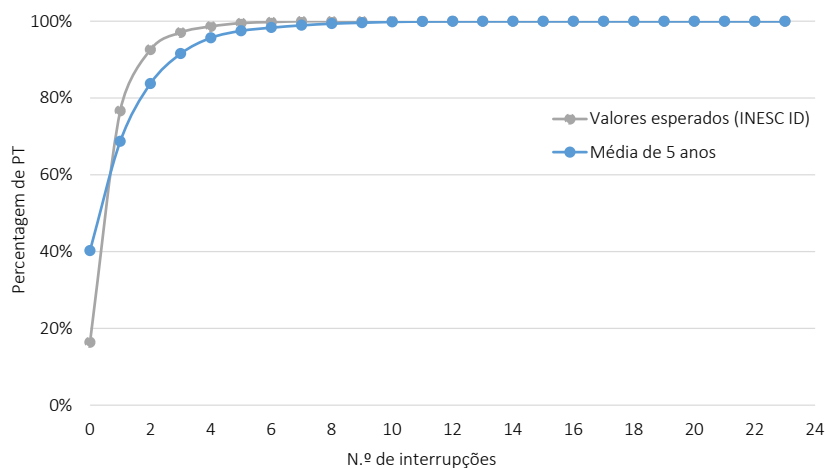
#### **O MODELO DESENVOLVIDO PELO INESC ID/IST PREVÊ RESULTADOS MAIS OTIMISTAS DO QUE OS VERIFICADOS. É EXPECTÁVEL QUE AS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS CONTRIBUAM PARA UMA DEGRADAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

A utilização dos resultados de simulação do INESC ID/IST pressupõe que o comportamento futuro da rede será semelhante ao ocorrido nos últimos anos, devendo referir-se que o modelo foi calibrado com dados de fiabilidade de há cerca de 5 anos. A comparação dos dados históricos dos últimos cinco anos com os resultados de simulação mostra, na generalidade das situações, uma realidade mais pessimista do que os resultados do modelo. É expectável que, resultado das alterações climáticas, as condições atmosféricas e os incêndios sejam mais graves para a rede elétrica, contribuindo para a degradação da continuidade de serviço. A situação será, contudo, amenizada porque parte dos eventos serão considerados eventos



excepcionais<sup>10</sup>, não sendo, portanto, considerado para comparação entre o valor do indicador o respetivo valor padrão.

**Figura 4-1 – Comparação dos dados históricos dos últimos cinco anos com os resultados de simulação relativo ao número de interrupções (MT)**

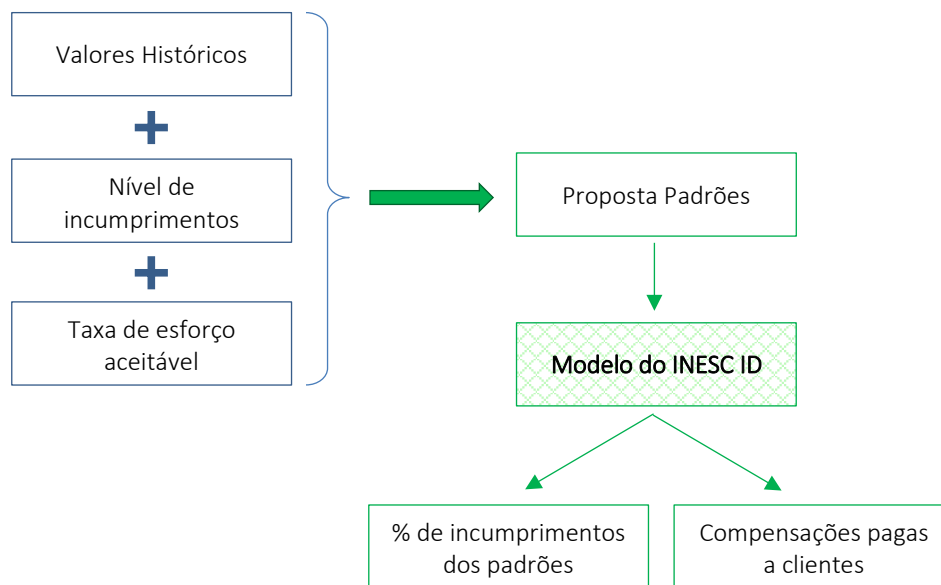


#### **A METODOLOGIA ADOTADA É MISTA E TEM EM CONSIDERAÇÃO OS VALORES HISTÓRICOS E OS VALORES ESPERADOS CALCULADOS PELO MODELO**

Tendo em consideração o exposto, considerou-se mais prudente estabelecer os novos padrões de qualidade individual recorrendo aos dados históricos (reais), completando o trabalho com uma análise de sensibilidade dada pelo modelo de simulação, ou seja, verificando o impacto estimado pelo modelo dos novos padrões. Esquemáticamente, foi adotada a seguinte metodologia.

<sup>10</sup> De notar que a definição de evento excepcional inclui a baixa probabilidade de ocorrência. Se alguns eventos se tornam mais frequentes, resultado das alterações climáticas, é expectável que parte dos eventos deixem de ser excepcionais, passando as redes a ter uma resiliência superior.

Figura 4-2 – Metodologia adotada para estabelecimento de padrões individuais



## 4.2 PORTUGAL CONTINENTAL

### 4.2.1 MÉDIA TENSÃO

Os padrões individuais propostos para Portugal continental na média tensão são apresentados no Quadro 4-1, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

Quadro 4-1 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em MT, para Portugal continental

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	8	8	0
	B	12	9	- 25
	C	18	12	- 33
Duração total interrupções (horas)	A	4	4	0
	B	8	7	- 13
	C	12	10	- 17

Os padrões individuais foram determinados para garantir um nível de incumprimento baixo (inferior a 2%), mas aumentando a exigência relativamente aos padrões individuais atuais. Por outro lado, foi tido em consideração a evolução da curva resultante dos valores dos últimos cinco anos, evitando deslocar o padrão

individual proposto para a zona com forte declive, o que aumentaria significativamente o risco de incumprimento pelo operador de rede.

Nas figuras seguintes verifica-se qual seria o grau de incumprimento ao nível dos pontos de entrega em MT nas redes da EDP Distribuição – Energia, S.A. com os padrões individuais propostos tendo como referência os valores verificados no período 2014 – 2018, tanto no número como na duração das interrupções.

Figura 4-3 – Nível de incumprimentos expectável com novos padrões no número de interrupções (MT)

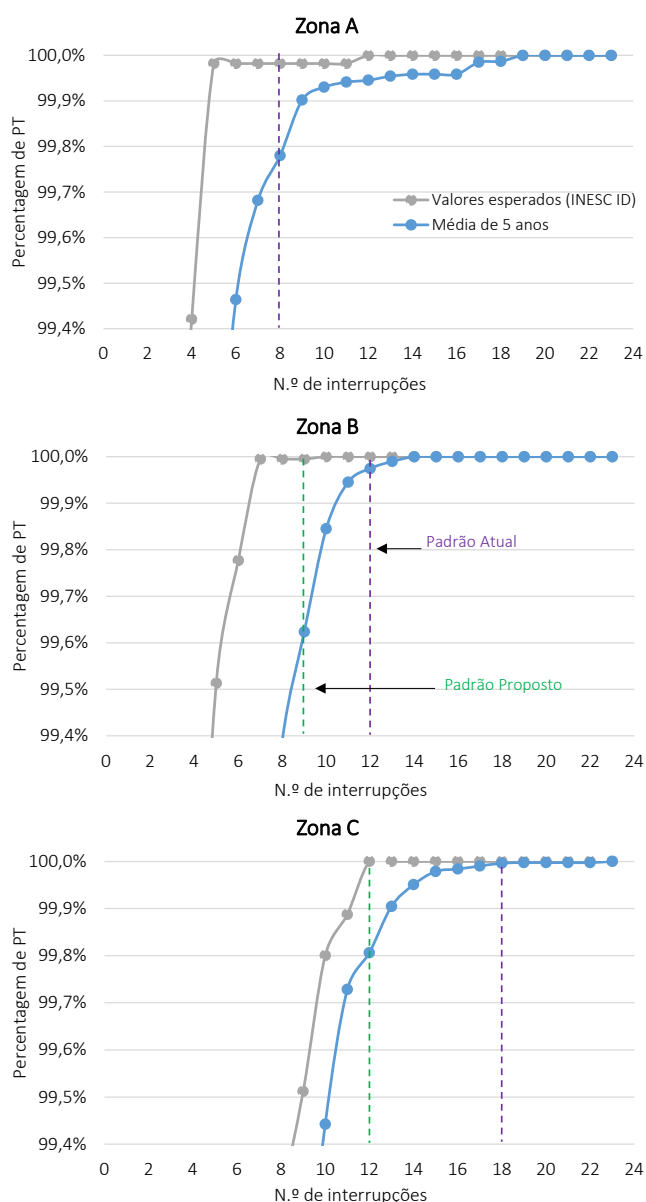
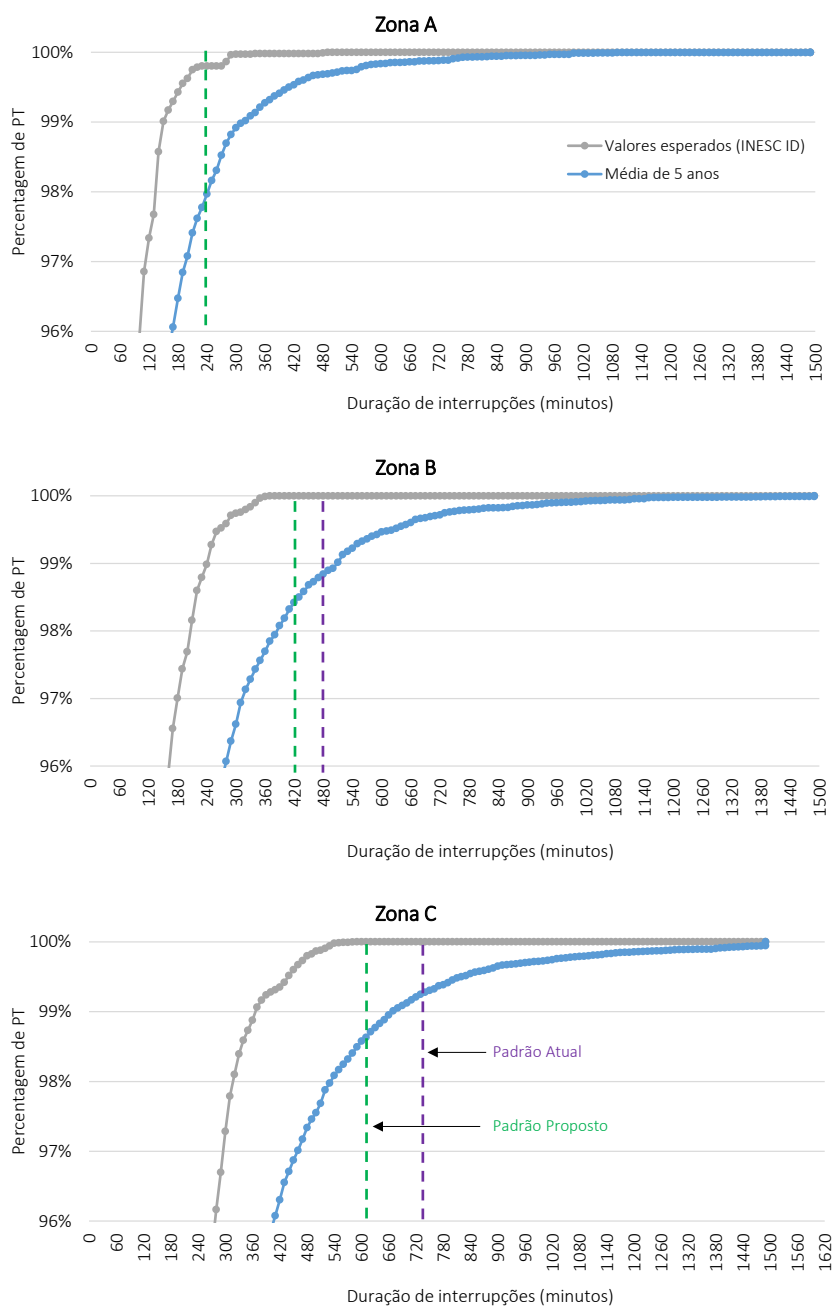


Figura 4-4 – Nível de incumprimentos expectável com novos padrões na duração das interrupções (MT)



A proposta apresentada contribui para reduzir as assimetrias verificadas no território, pelo que é mais exigente na zona B e C, em especial na última, aproveitando a margem de melhoria existente conforme se verifica da análise dos dados históricos ou nas simulações efetuadas nos estudos do INESC ID/IST.

#### 4.2.2 BAIXA TENSÃO

A definição dos padrões individuais BT pode resultar dos valores estabelecidos para a MT, adicionando um determinado número de interrupções e duração de interrupções que reflita os contributos das redes de BT e dos tempos adicionais de reposição associados a estes indicadores individuais de continuidade de serviço (número e duração de interrupções). Esta análise e estes pressupostos foram realizados conjuntamente com o INESC ID.

Relativamente ao número de interrupções, concluiu-se que o número de interrupções a adicionar deverá ser duas para a Zona A e Zona B e três para a Zona C. Em relação à duração de interrupções, concluiu-se em adicionar duas horas para Zona A e para a Zona B e quatro horas para a Zona C.

Os padrões individuais propostos para Portugal continental na baixa tensão são apresentados no Quadro 4-2, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

**Quadro 4-2 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em BT, para Portugal continental**

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	10	10	0
	B	15	11	- 27
	C	20	15	- 25
Duração total interrupções (horas)	A	6	6	0
	B	10	9	- 10
	C	17	14	- 18

### 4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

#### 4.3.1 MÉDIA TENSÃO

Os padrões individuais propostos para a Região Autónoma dos Açores na média tensão são apresentados na tabela seguinte, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

Quadro 4-3 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em MT, para a RAA

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	8	8	0
	B	15	13	- 13
	C	30	25	- 17
Duração total interrupções (horas)	A	4	4	0
	B	8	7	- 13
	C	16	13	- 19

#### 4.3.2 BAIXA TENSÃO

Os padrões individuais propostos para a Região Autónoma dos Açores na baixa tensão são apresentados na tabela seguinte, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

Quadro 4-4 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em BT, para a RAA

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	10	10	0
	B	20	16	- 20
	C	40	30	- 25
Duração total interrupções (horas)	A	6	6	0
	B	10	9	- 10
	C	22	18	- 18

#### 4.4 Região Autónoma da Madeira

##### 4.4.1 MÉDIA TENSÃO

Os padrões individuais propostos para a Região Autónoma da Madeira na média tensão são apresentados na tabela seguinte, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

Quadro 4-5 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em MT, para a RAM

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	8	8	0
	B	12	9	- 25
	C	18	12	- 33
Duração total interrupções (horas)	A	4	4	0
	B	8	7	- 13
	C	12	10	-17

## 4.4.2 BAIXA TENSÃO

Os padrões individuais propostos para a Região Autónoma da Madeira na baixa tensão são apresentados na tabela seguinte, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

Quadro 4-6 – Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em BT, para a RAM

Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Variação (%)
Número interrupções	A	10	10	0
	B	15	11	-27
	C	25	15	-40
Duração total interrupções (horas)	A	6	6	0
	B	10	9	-10
	C	17	14	-18

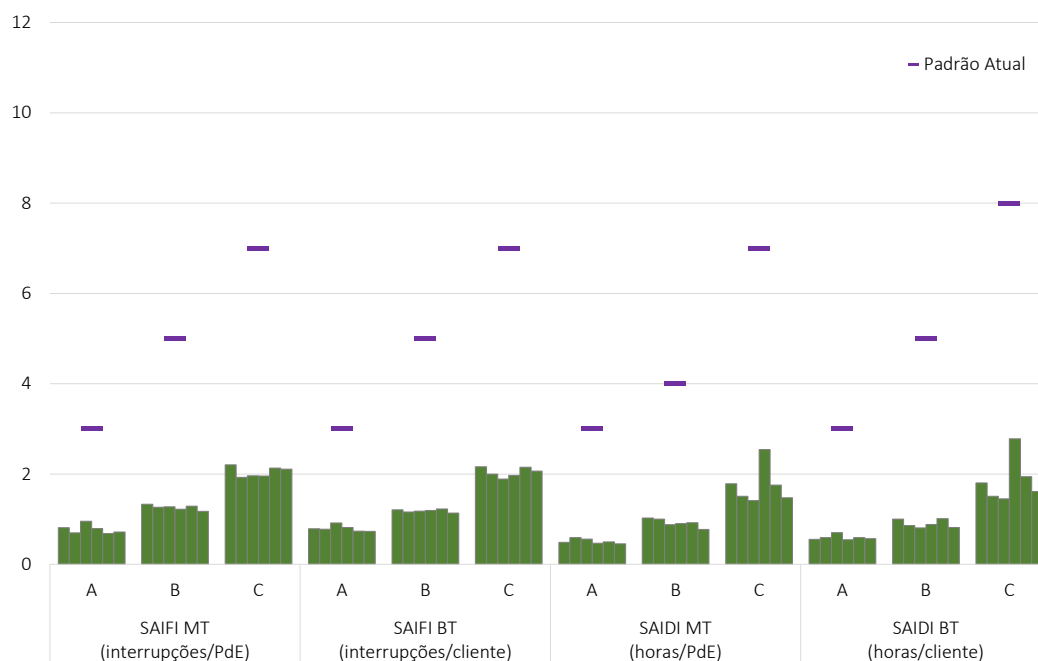
## 5 PROPOSTA DE PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 5.1 SITUAÇÃO ATUAL

Os padrões dos indicadores gerais de continuidade de serviço foram revistos pela última vez em 2013, tendo à data sido feito um esforço de convergência entre zonas de qualidade de serviço, tornando-se os padrões da zona C mais exigentes.

Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos valores verificados para os indicadores gerais de continuidade de serviço, comparando-os com os respetivos padrões, para Portugal continental e nas regiões autónomas. O valor dos indicadores não inclui as interrupções com origem em eventos excecionais, conforma estipula o RQS para comparação com o padrão geral.

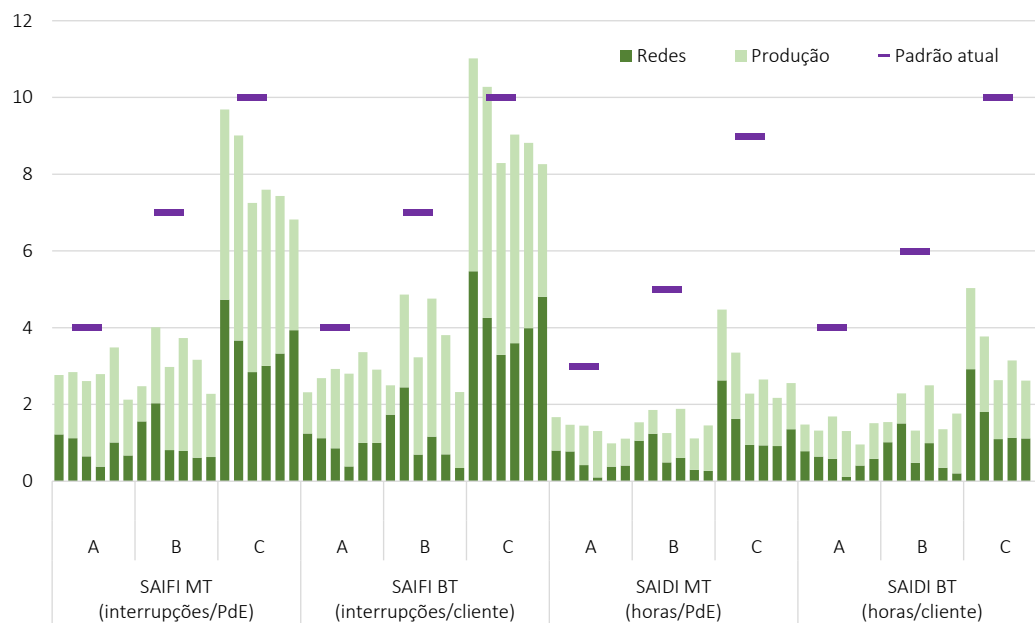
**Figura 5-1 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais em Portugal continental**



Nota: Excluídos os eventos excecionais.

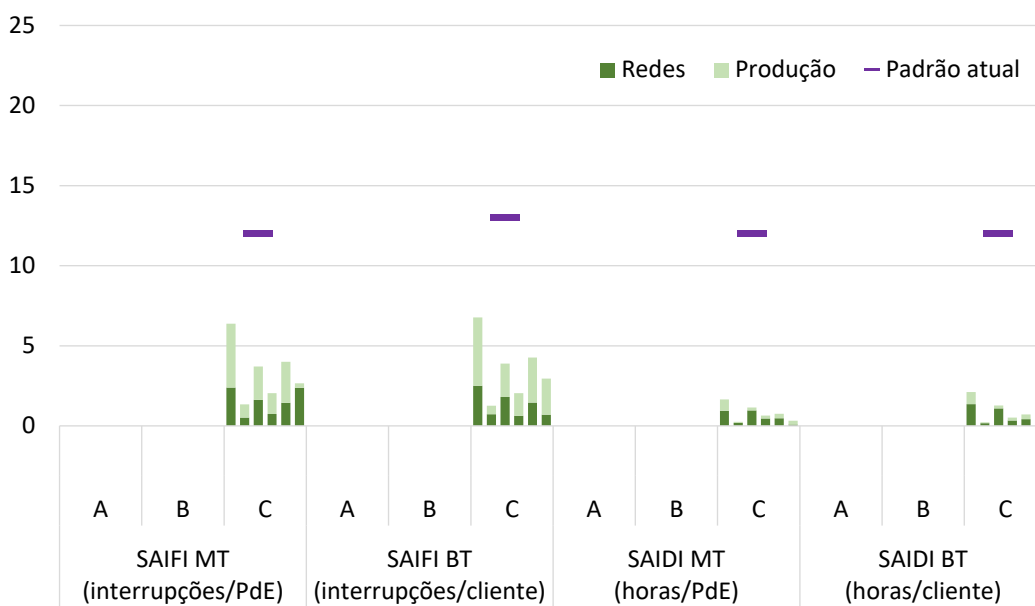


Figura 5-2 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na RAA



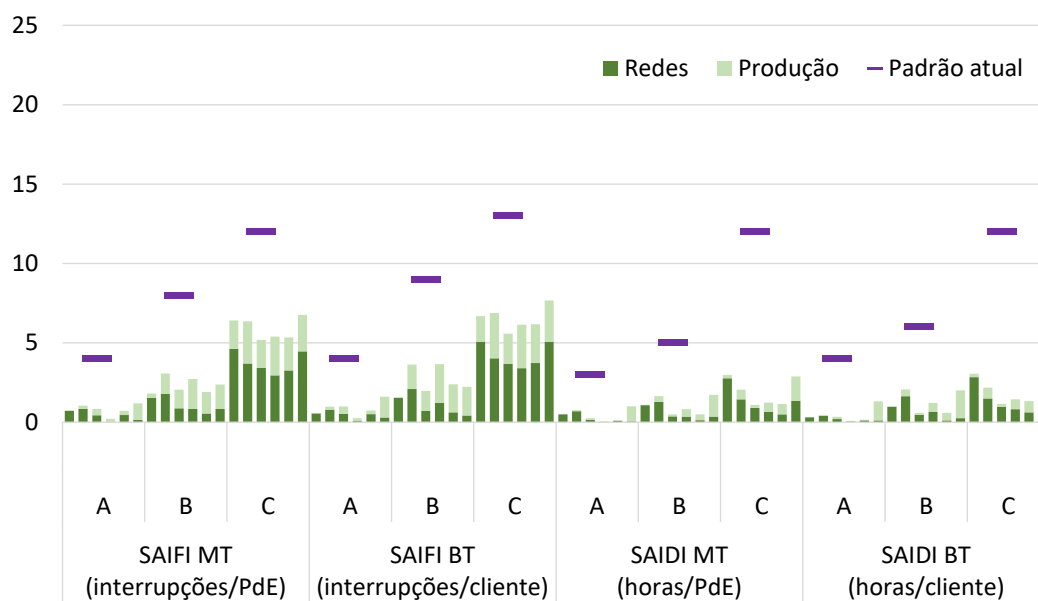
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-3 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha de Santa Maria



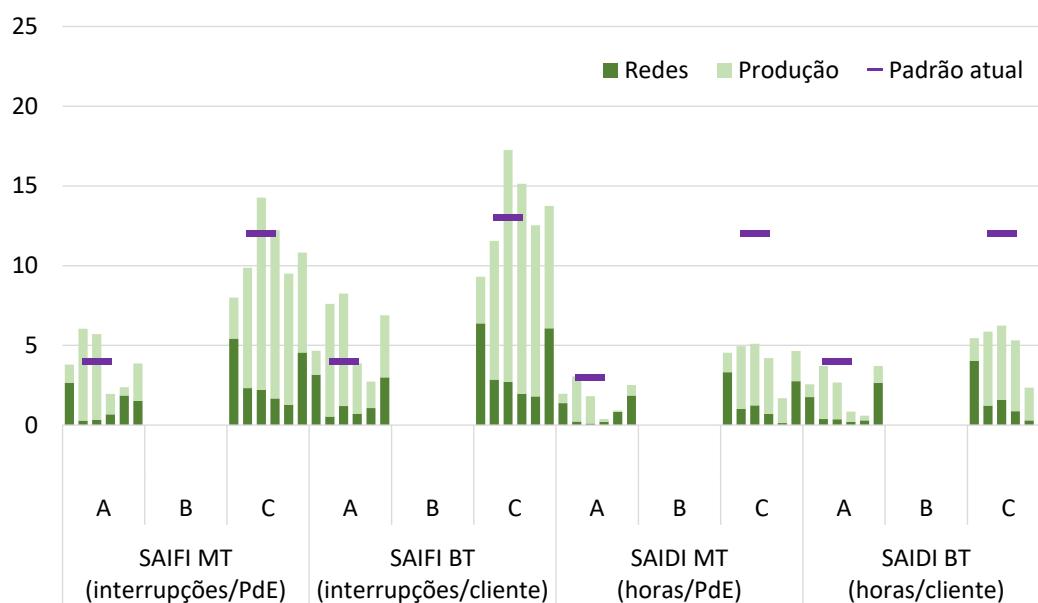
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-4 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais na ilha de São Miguel



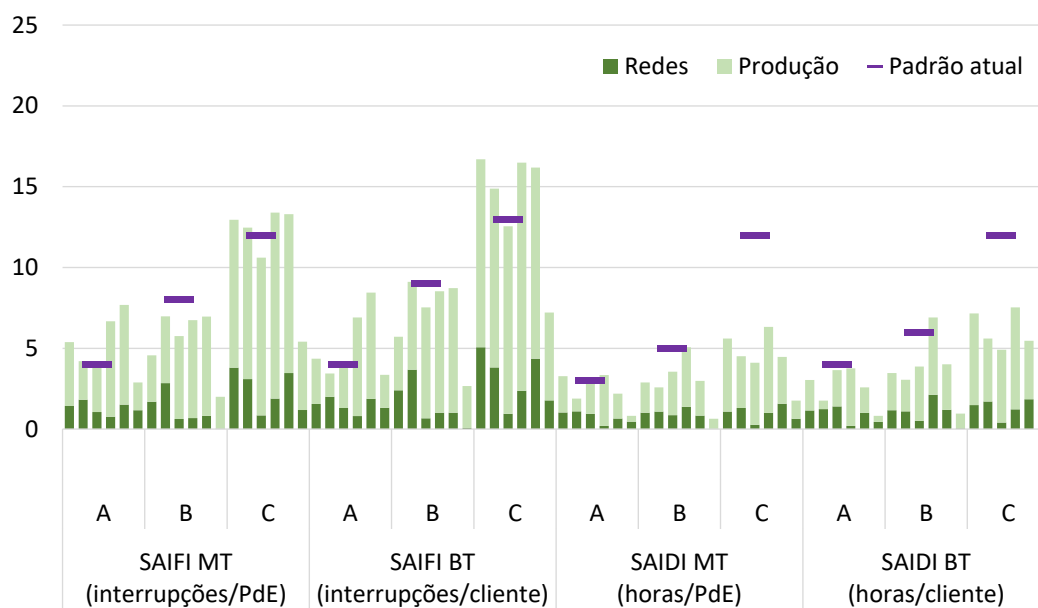
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excecionais.

Figura 5-5 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais na ilha do Faial



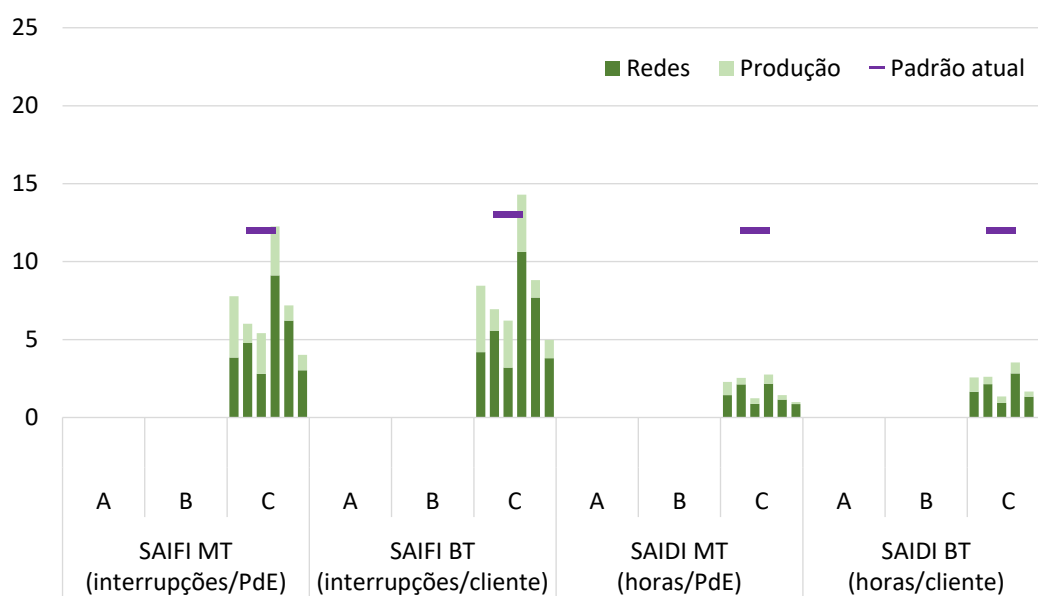
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excecionais.

Figura 5-6 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha Terceira



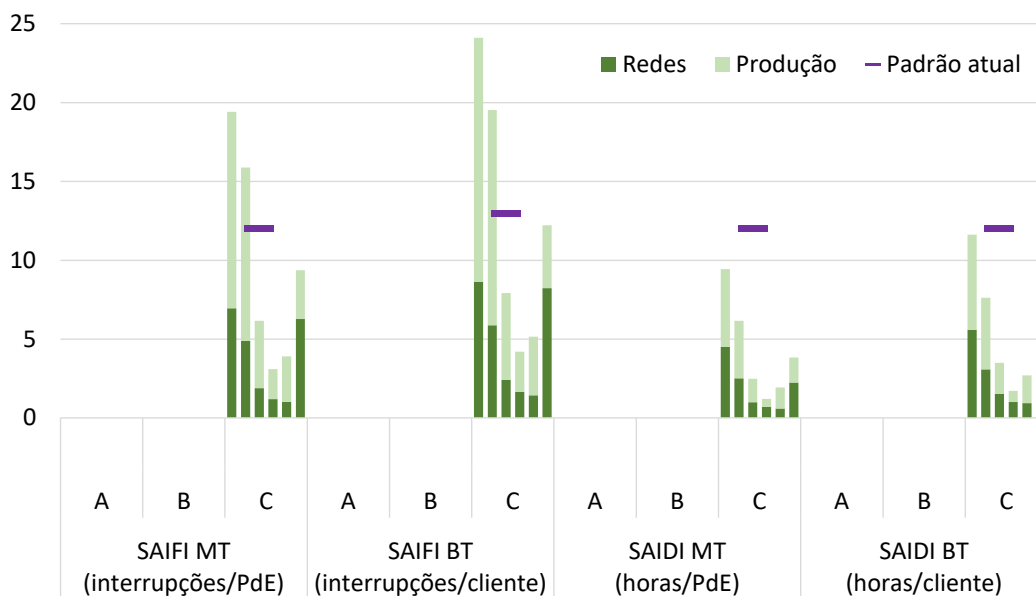
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-7 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha Graciosa



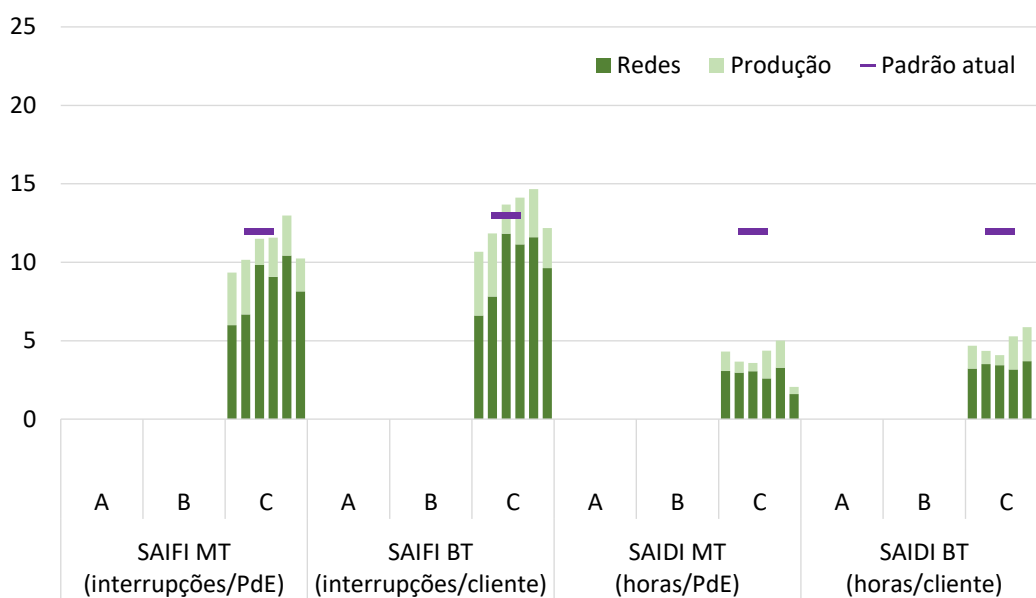
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-8 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha do Pico



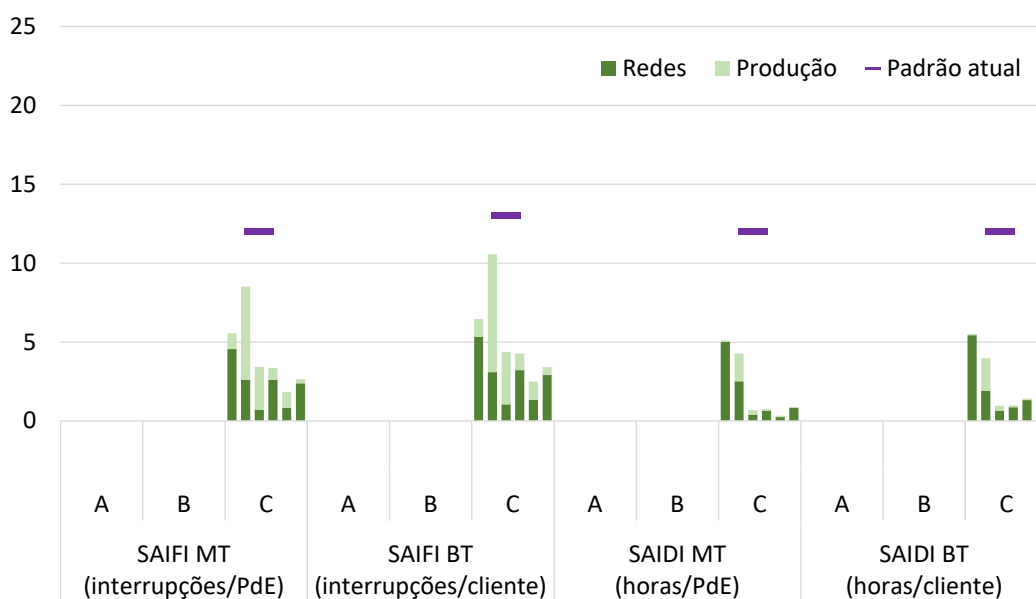
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-9 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha de São Jorge



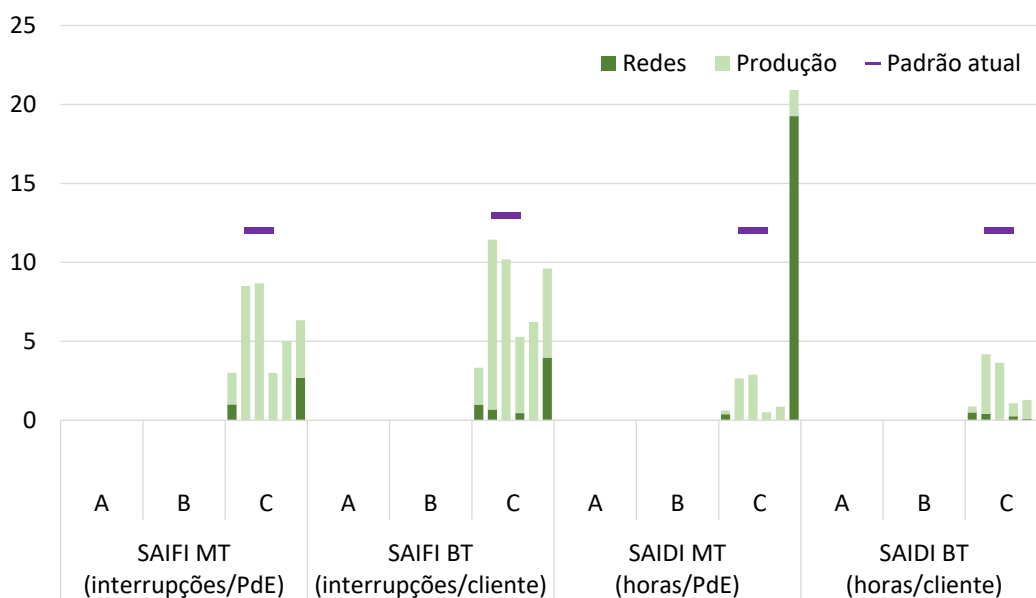
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-10 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha das Flores



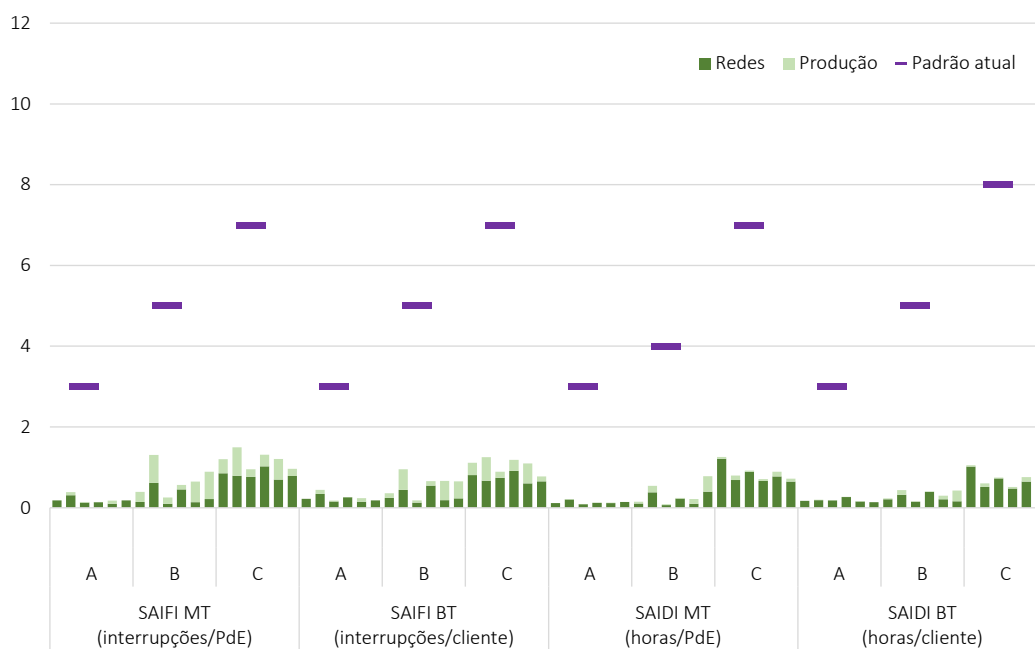
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-11 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respectivos padrões gerais na ilha do Corvo



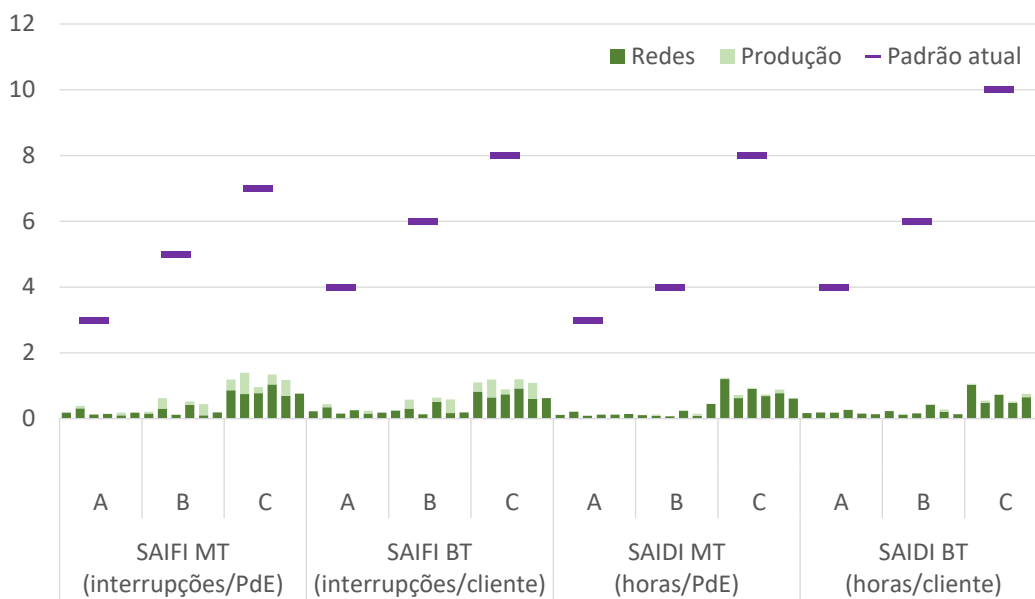
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excepcionais.

Figura 5-12 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais na RAM



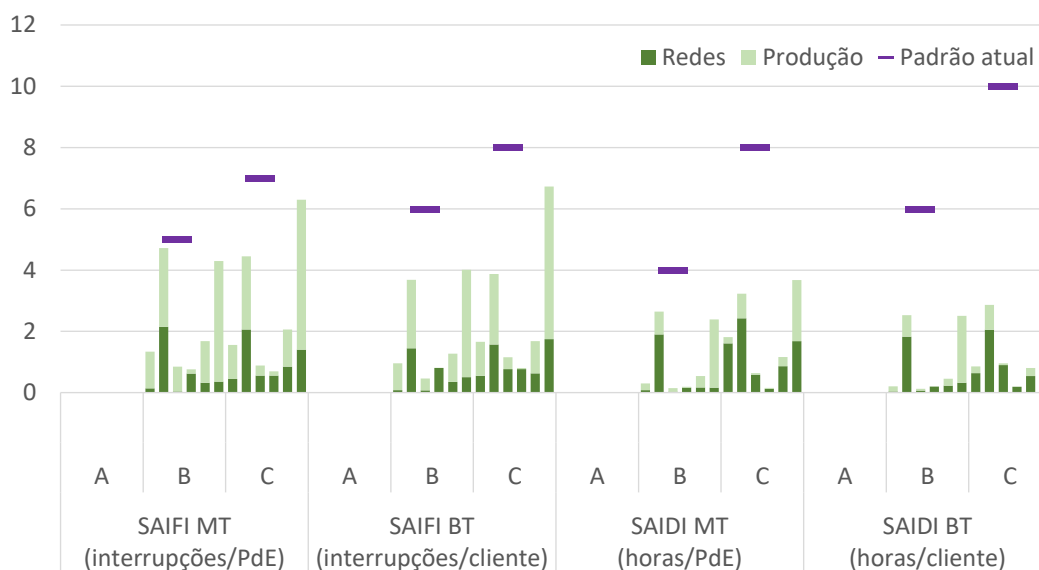
Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excecionais.

Figura 5-13 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais na ilha da Madeira



Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excecionais.

Figura 5-14 – Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço e comparação com os respetivos padrões gerais na ilha do Porto Santo



Nota: Consideradas as interrupções com origem na produção e nas redes, excluindo os eventos excecionais.

Verifica-se o seguinte:

- Existem algumas dificuldades de cumprimento em algumas das ilhas da RAA;
- Em Portugal continental e na RAM existe uma folga entre os valores verificados e os padrões.

Deste modo, considera-se que existe margem para garantir uma melhor qualidade aos clientes sem custos significativos, em especial nas zonas B e C. São exceção algumas ilhas dos Açores. É aliás expectável que uma maior exigência nos padrões individuais conduza a melhoria nos indicadores gerais.

## 5.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Tendo em conta o exposto, submete-se a consulta pública a proposta de padrões gerais dos quadros seguintes.

## 5.2.1 PADRÕES GERAIS PARA A CONTINUIDADE DE SERVIÇO EM PORTUGAL CONTINENTAL

Quadro 5-1 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT em Portugal continental

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	7	4	- 43
	BT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	7	4	- 43
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	4	3	- 25
		C	7	4	- 43
	BT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	8	5	- 33



## 5.2.2 PADRÕES PARA A CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Quadro 5-2 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT no conjunto das ilhas da RAA

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	4	4	0
		B	7	6	- 14
		C	10	10	0
	BT	A	4	4	0
		B	7	6	- 14
		C	10	10	0
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	3	0
		B	5	4	- 20
		C	9	6	- 33
	BT	A	4	3	- 25
		B	6	5	- 17
		C	10	8	- 20

Quadro 5-3 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT em cada uma das ilhas da RAA

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	4	4	0
		B	8	8	0
		C	12	12	0
	BT	A	4	4	0
		B	9	9	0
		C	13	13	0
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	3	0
		B	5	5	0
		C	12	9	-25
	BT	A	4	4	0
		B	6	6	0
		C	12	10	- 17

## 5.2.3 PADRÕES PARA A CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Quadro 5-4 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT no conjunto das ilhas da RAM

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	7	4	- 43
	BT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	7	4	- 43
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	4	3	- 25
		C	7	4	- 43
	BT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	8	5	- 33

Quadro 5-5 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT na ilha da Madeira

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	5	3	- 40
		C	7	4	- 43
	BT	A	4	2	- 50
		B	6	3	- 50
		C	8	4	- 50
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	4	3	- 25
		C	8	4	- 50
	BT	A	4	2	- 50
		B	6	3	- 50
		C	10	5	- 50

Quadro 5-6 – Proposta de padrões gerais nas redes de distribuição em MT e BT na ilha do Porto Santo

Indicador	Nível Tensão	Zona Qualidade Serviço	Padrão Atual	Padrão Proposto	Var. (%)
SAIFI (interrupções/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	5	5	0
		C	7	6	- 14
	BT	A	4	2	- 50
		B	6	5	- 17
		C	8	7	- 13
SAIDI (horas/PdE ou /cliente)	MT	A	3	2	- 33
		B	4	3	- 25
		C	8	5	- 38
	BT	A	4	2	- 50
		B	6	3	- 50
		C	10	5	- 50

## **6 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL**

### **6.1 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO NA FREQUÊNCIA DA LEITURA DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO**

O artigo 82.º do Regulamento da Qualidade de Serviço estabelece a avaliação de desempenho na frequência da leitura de equipamentos de medição em BTN ou de clientes com consumo igual ou inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (n). Para esse efeito, é definido um indicador geral, calculado através do quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias, no caso da eletricidade, e a 64 dias, no caso do gás natural, e o número total de leituras.

No âmbito do Regulamento dos serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), definiu-se a exclusão do cálculo deste indicador das leituras relativas a equipamentos de medição de energia elétrica integrados em redes inteligentes. O racional subjacente foi o de que a crescente integração de equipamentos de medição em redes inteligentes, com uma frequência de leitura necessariamente mais elevada face aos restantes, não prejudicasse a frequência de leitura dos equipamentos não integrados em redes inteligentes, que deveriam continuar a beneficiar de uma frequência de leitura de acordo com o estabelecido no indicador.

No entanto, e apesar de ainda não integrados em redes inteligentes, cerca de 30% dos equipamentos de medição em BTN são já remotamente acedidos para efeitos de recolha de leitura. Assim, propõe-se que a avaliação do desempenho na frequência de leitura incida apenas nas leituras locais, realizadas pelo operador de rede ou comunicadas pelo cliente. Entende-se que, desta forma, se assegura que a existência de equipamentos cuja leitura é obtida por via remota, ainda que não integrados em redes inteligentes, não prejudica a frequência de leitura local dos restantes equipamentos de medição.

### **6.2 CLIENTES PRIORITÁRIOS**

O artigo 103.º do Regulamento da Qualidade de Serviço considera clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica ou de gás natural cause graves alterações à sua atividade, elencando em seguida, uma lista de categorias que se inserem nessa definição.

Entendeu-se modificar a redação deste artigo, não com o objetivo de alterar o conceito de cliente prioritário, mas apenas com o intuito de melhorar e clarificar a sua redação.

Assim, autonomizou-se a categoria dos «Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica, e clientes que coabitem com pessoas nestas condições, no âmbito do setor elétrico» que, estando na lista de categorias de clientes prioritários, não se encaixava completamente na definição dada no artigo. Também se modificou a redação da categoria «Forças de segurança» para «Forças e serviços de segurança», para harmonizar com a expressão utilizada na Lei de Segurança Interna. Finalmente, foi incluída uma categoria de «Outros clientes» que não constem da lista apresentada, mas que possam enquadrar-se no conceito de cliente prioritário.

Complementarmente, adicionou-se um novo número no artigo 104.º que explicita a proibição, aplicável aos comercializadores e operadores de redes, de registarem como prioritários os clientes que não se enquadrem nas categorias definidas no artigo 103.º. Esta alteração visa tornar mais clara essa proibição evitando um aumento de outro tipo de clientes prioritários que não devem ser assim considerados.

Finalmente, propõe-se incluir uma disposição no sentido de o operador de rede solicitar informação às entidades administrativas que disponham de informação, que permita a inscrição e a atualização do registo do ponto de entrega relativamente aos clientes prioritários.

### **6.3 OUTRAS ALTERAÇÕES**

A ERSE propõe ainda um conjunto alargado de alterações ao articulado dos Capítulos VII a X do Regulamento da Qualidade de Serviço que não tem por objetivo uma modificação das regras atualmente vigentes, mas antes uma melhoria da redação, tentando torná-la mais clara e compreensível. Muitas destas alterações resultam de interações entre as empresas e a ERSE nas quais foram manifestadas dúvidas de interpretação do articulado.

## **7 OUTROS TEMAS**

### **7.1 PLANOS DE MELHORIA**

O RQS vigente prevê que os operadores de redes possam apresentar planos de melhoria quando detetam dificuldades de cumprimento dos padrões gerais ou individuais de continuidade de serviço, bem como da qualidade da energia elétrica. O artigo em causa (atual 30.º), que se aplica tanto à vertente da continuidade de serviço como à vertente da qualidade de energia elétrica, encontra-se atualmente dentro do capítulo referente à “qualidade da energia elétrica”.

Adicionalmente, considera-se que os planos de melhoria se devem aplicar também ao setor do gás. Nesse sentido, o artigo em causa foi colocado no capítulo de disposições finais e alterado no sentido de alargar o seu âmbito. Foi ainda explicitada a especificidade das regiões autónomas, uma vez que não existem PDIRD previstos na lei.

### **7.2 PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Atualmente os operadores de redes devem enviar submeter à ERSE, para aprovação, os respetivos planos de monitorização da qualidade de energia elétrica. A ERSE, previamente à aprovação, solicita parecer à DGEG ou direções regionais competentes no caso das regiões autónomas.

A monitorização tem vindo a evoluir, nomeadamente porque os pontos em monitorização permanente têm aumentado e porque os operadores têm vindo a ganhar experiência. Assim, e tendo como objetivo uma maior agilização dos procedimentos, considera-se que a aprovação da ERSE não é necessária, ficando estabelecidas na regulamentação os princípios a que devem obedecer os planos. Os planos devem ser previamente enviados à ERSE e divulgados na internet.

Esta opção será acompanhada de um reforço de fiscalização pela ERSE.

### **7.3 CLASSIFICAÇÃO COMO EVENTO EXCECIONAL**

Em 2017 foram suspensas, ao abrigo do Código do Procedimento Administrativo, algumas decisões da ERSE referentes a pedidos de classificação como evento excecional, na sequência dos grandes incêndios ocorridos. A suspensão foi necessária para aguardar por decisões de entidades judiciais.

Tendo presente a referida experiência, considera-se necessário que a entidade que apresenta o pedido de classificação mantenha, no caso de suspensão de decisão, a ERSE sempre informada sobre desenvolvimentos que ocorram. É neste sentido que se propõe um aditamento ao Procedimento n.º 5 do MPQS, que consolida, também, o referido procedimento de suspensão.

#### **7.4 ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO DE ENERGIA**

A atividade de armazenamento autónomo de energia elétrica, ao abrigo do n.º 11 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação vigente, carece ainda de regulamentação pelo Governo. Todavia, opta-se por preparar desde já o RQS para esta nova atividade, propondo-se que, para efeitos de cálculo de indicadores, os pontos de entrega a instalações de armazenamento autónomo sejam equivalentes a pontos de entrega de produtores. É expectável que os critérios de planeamento de redes, e consequentemente a continuidade de serviço atingida, seja mais próxima das instalações de produção do que de consumo.

#### **7.5 UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO**

O RQS vigente foi aprovado antes da publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. O novo regime prevê o autoconsumo coletivo, pelo que as unidades de produção para autoconsumo (UPAC) possam a não estar obrigatoriamente dentro de uma instalação de utilização, podendo estar diretamente ligadas à rede ou através de uma rede interna.

A definição vigente da instalação de produção e de instalação de consumo conduz a que:

- Uma UPAC integrada numa instalação de utilização (consumo) não altera a natureza do ponto de entrega que continua a ser considerado um ponto de entrega a uma instalação de consumo.
- Uma UPAC ligada diretamente à rede ou ligada através de uma rede interna considera-se um ponto de entrega a uma instalação de produção.

Pretende-se manter esta situação, pelo que não se propõe qualquer alteração ao articulado.



## 7.6 PRODUÇÃO DE EFEITOS

Algumas das alterações proposta ao regulamento aconselham que a produção de efeitos não seja imediata para todos os temas. Destaca-se:

- A alteração na definição de zonas de qualidade de serviço pode obrigar a alterações nos sistemas dos operadores de redes.
- Os padrões gerais e individuais de continuidade de serviço são calculados num horizonte anual e a presente proposta não será publicada antes do início do ano.

Tendo em conta o exposto, propõe-se que as disposições relativas aos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço e as relativas às zonas de qualidade de serviço só produzam efeitos a 1 de janeiro de 2022, mantendo em vigor as disposições atuais.

## SECÇÃO II – SETOR DO GÁS



## 8 TERMINOLOGIA

A publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, teve como principal objetivo incluir no enquadramento legal do setor os gases renováveis e os gases de baixo teor em carbono. A par de diversas alterações, a própria terminologia foi alterada, deixando o gás de ser “gás natural”, uma vez que será uma mistura de vários gases.

Deste modo, o articulado foi atualizado para a nova terminologia.

## 9 CARACTERÍSTICAS DO GÁS E SUA MONITORIZAÇÃO

O Decreto-Lei n.º 62/2020 prevê que a ERSE estabeleça, no RQS<sup>11</sup>, as “características do gás a fornecer aos consumidores”.

O RQS vigente<sup>12</sup> estabelece as características do gás natural nas entradas da rede.

O tema das características do gás, e a sua relação com a descarbonização designadamente com a introdução de gases renováveis ou gases de baixo teor de carbono, encontra-se em discussão ao nível europeu. O recente European Gas Regulatory Forum (Forum de Madrid) foi disso um exemplo, com diversas intervenções sobre o tema. As conclusões do fórum são no sentido de se procurar uma harmonização ao nível europeu das características do gás, em especial do índice de Wobbe<sup>13</sup>.

As características do gás que circula nas redes depende das próprias redes, ou seja da capacidade da rede transportar o gás sem se deteriorar<sup>14</sup>, bem como do da utilização que é dada ao gás pelos clientes.

Tendo em conta a exposto, propõem-se as seguintes alterações ao RQS:

- ERSE passa a estabelecer as características do gás entregue aos clientes.
- Enquanto a ERSE não publicar as referidas características, continuam vigentes as atuais.

No que respeita à monitorização das características do gás, foi reforçada a necessidade de divulgação dos resultados obtidos, através da publicação na internet. Foi ainda corrigido um desalinhamento de prazos que se verificava entre o RQS e o MPQS.

---

<sup>11</sup> Decreto-Lei n.º 62/2020, art.º 115.º.

<sup>12</sup> Art.º 40.º.

<sup>13</sup> “The Forum invites CEN to finalise the process on the Wobbe Index standardisation and to continue its work in support of the use of renewable and low-carbon gases in gas infrastructure and gas applications. The Forum invites the Commission to integrate gas quality and hydrogen quality considerations, including cross-border operational rules, in its work when re-examining the gas market regulatory framework to facilitate the uptake of renewable and low-carbon gases.”. Disponível em [aqui](#).

<sup>14</sup> Por exemplo, as tubagens de aço, utilizadas na rede de transporte, têm limitações à concentração de hidrogénio, uma vez que concentrações acima de determinado limite aceleram o envelhecimento da rede.

## 10 INTERRUPÇÃO DE PRODUTORES DE GÁS

A injeção de gás por produtores de gases renováveis ou de baixo teor em carbone deverá respeitar um conjunto de características, designadamente quanto às características do gás, conforme referido no ponto anterior. O incumprimento das regras que venham a ser definidas tem consequências nas redes e em clientes que se encontrem próximos. Assim, para além das obrigações de monitorização que recaem sobre os operadores de redes, torna-se necessário prever a atuação dos mesmo em caso de incumprimento por parte dos produtores. Nesse sentido, é proposto um artigo que prevê uma atuação gradual, começando no acordo para resolução do problema até à possibilidade de corte imediato pelo operador de rede. Nas situações em que não se verifique o acordo entre as partes, cabe à ERSE decidir.

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)

