



## ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

### Regulamento n.º 455/2013

#### Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

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.

Importa ter presente que o RQS do setor elétrico vem substituir um quadro regulamentar que vigora, consoante os casos, desde 2004 ou 2006. Desde então, o setor elétrico 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 tornou essencial consagrar um quadro mais nivelado de obrigações dos comercializadores, de mercado e de último recurso retalhistas.

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 até aqui estabelecidos.

O RQS agora aprovado 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), conferindo, dessa forma, uma maior coesão ao conjunto de disposições regulamentares em matérias de qualidade de serviço, sem prejuízo da salvaguarda das necessárias especificidades que caracterizam os sistemas elétricos continental e das regiões autónomas dos Açores e Madeira.

A ERSE, no quadro dos seus deveres estatutários, submeteu, em 14 de junho de 2013, a discussão pública uma proposta de RQS, a qual foi acompanhada do respetivo documento justificativo. Nos termos estabelecidos pelo artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, a proposta regulamentar foi submetida a parecer do Conselho Consultivo da ERSE.

Na sequência do processo de discussão pública, a ERSE, além do mencionado parecer do Conselho Consultivo recebeu os comentários e sugestões dos interessados, os quais são publicados na página da ERSE na Internet.

Nestes termos, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 9.º, do artigo 10.º e do artigo 31.º, n.º 2, alínea c) dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados pelo Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, que procedeu à sua republicação, o Conselho de Administração da ERSE deliberou, na sua reunião de 29 de outubro de 2013:

- 1.º Aprovar o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, cuja redação consta do Anexo I à presente deliberação e dela fica a fazer parte integrante.
- 2.º Aprovar o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço, cuja redação consta do Anexo II à presente deliberação e dela fica a fazer parte integrante.
- 3.º Aprovar que as disposições previstas no n.º 1 e no n.º 2 entram em vigor no dia seguinte ao da publicação do presente regulamento no Diário da República, sem prejuízo da sua divulgação pública prévia na página da ERSE na Internet.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
30 de outubro de 2013

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vitor Santos  
Dr. Ascenso L. Simões  
Dr. Alexandre Santos

ANEXO I - REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO

**Capítulo I**  
**Disposições gerais**

**Secção I**  
**Objeto, campo de aplicação e definições**

Artigo 1.º

Objeto

- 1 - O presente regulamento é editado nos termos do n.º 2 do artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, e ao abrigo da alínea d) do n.º 2 do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.
- 2 - O presente regulamento tem por objeto estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Elétrico Nacional.
- 3 - As disposições de natureza técnica respeitam a aspetos de continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica.
- 4 - As disposições de natureza comercial respeitam a aspetos de comunicação com o cliente e a serviços prestados ao cliente.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

- 1 - As disposições do presente regulamento têm o seguinte âmbito de aplicação:
  - a) Fornecimento de energia elétrica a clientes.
  - b) Prestação do serviço de transporte de energia elétrica.
  - c) Prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.
  - d) Produção de energia elétrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEN.
  - e) Utilização de energia elétrica.
- 2 - Estão abrangidas pelas disposições deste regulamento as seguintes entidades:
  - a) Operador da rede de transporte de Portugal continental.
  - b) Os operadores das redes de distribuição de Portugal continental.
  - c) Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.
  - d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.
  - e) Os comercializadores de último recurso.
  - f) Os comercializadores.
  - g) Os clientes.
  - h) Os produtores com instalações ligadas às redes do SEN.

Artigo 3.º  
Siglas e Definições

- 1 - No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:
- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
  - b) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
  - c) BTN – Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA).
  - d) BTE – Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW).
  - e) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia.
  - f) DREN da RAA – Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores.
  - g) DRCIE da RAM – Direção Regional de Comércio, Indústria e Energia da Região Autónoma da Madeira.
  - h) END – Energia não distribuída.
  - i) ENF – Energia não fornecida.
  - j) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
  - k) INE – Instituto Nacional de Estatística.
  - l) MAIFI – Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “*Momentary Average Interruption Frequency Index*”).
  - m) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
  - n) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço.
  - o) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
  - p) PdE – Ponto de Entrega.
  - q) RAA – Região Autónoma dos Açores.
  - r) RAM – Região Autónoma da Madeira.
  - s) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
  - t) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental.
  - u) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental.
  - v) RRC – Regulamento das Relações Comerciais.
  - w) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição.
  - x) RRT – Regulamento da Rede de Transporte.
  - y) RT - Rede de Transporte.
  - z) SAIDI – Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “*System Average Interruption Duration Index*”).
  - aa) SAIFI – Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “*System Average Interruption Frequency Index*”).
  - bb) SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “*System Average Restoration Index*”).
  - cc) SEN – Sistema Elétrico Nacional.
  - dd) TIE – Tempo de interrupção equivalente.

e) TIEPI – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada.

2- Para efeitos do presente regulamento são utilizadas as seguintes definições:

- a) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial e cliente.
- b) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão num intervalo de tempo entre dez milissegundos e um minuto, de acordo com a NP EN 50160.
- c) Cliente ou consumidor – pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, nos termos da definição estabelecida no RRC.
- d) Comercializador – entidades cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, nos termos estabelecidos na lei.
- e) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização sujeita a obrigações de serviço universal, nos termos da lei.
- f) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.
- g) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares.
- h) Duração média das interrupções longas do sistema – quociente da soma das durações das interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.
- i) Emissão (eletromagnética) – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.
- j) Energia não distribuída – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).
- k) Energia não fornecida – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).
- l) Frequência da tensão de alimentação – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo).
- m) Frequência média de interrupções breves do sistema – quociente do número total de interrupções breves nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.
- n) Frequência média de interrupções longas do sistema – quociente do número total de interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.
- o) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisível que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede.
- p) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.
- q) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.
- r) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a 3 minutos.
- s) Leitura – Valor, ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa, referente ao consumo de um cliente, obtido por leitura direta do operador da rede ou comunicado pelo cliente ou pelo seu comercializador, que permita a faturação completa.
- t) Ocorrência – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.
- u) Operador da rede – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no RRC para Portugal continental: a entidade

concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, as entidades concessionárias de redes em BT em Portugal continental, a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

- v) Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.
- w) Ponto de entrega – ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede.
- x) Produtor – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.
- y) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a veicular energia elétrica.
- z) Sobretensão (“*swell*”) – aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10 ms e 1 minuto.
- aa) Subestação – posto elétrico destinado a algum dos seguintes fins:
  - Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão.
  - Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.
- bb) Tempo de interrupção equivalente – quociente entre a energia não fornecida num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.
- cc) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação da rede de distribuição.
- dd) Tempo médio de reposição de serviço do sistema – quociente da soma dos tempos de interrupções longas em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.
- ee) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.
- ff) Tensão de alimentação declarada – tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o comercializador ou comercializador de último recurso e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada.
- gg) Tensão nominal de uma rede – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.
- hh) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava.
- ii) Tremulação (“*flicker*”) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

## Secção II Princípios Gerais

### Artigo 4.º

#### Nível de qualidade de serviço aos clientes

1 - Os clientes têm direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no presente regulamento e os estabelecidos contratualmente com o seu comercializador, designadamente através de padrões de qualidade de serviço e de compensações associadas ao incumprimento de padrões individuais.

2 - O cliente poderá optar por uma ligação com níveis de qualidade superior à estabelecida no presente regulamento, mediante o pagamento dos respetivos encargos, nos termos estabelecidos no RRC.

3 - A pedido do cliente ou do respetivo comercializador ou comercializador de último recurso, o operador da rede deverá informar e aconselhar sobre o local e o tipo de alimentação adequado para a obtenção do nível de qualidade de serviço superior ao estabelecido no presente regulamento.

4 - O cliente e o comercializador ou comercializador de último recurso poderão acordar contratualmente sobre a instalação de equipamentos destinados à obtenção de um nível de qualidade de serviço superior ao estabelecido no presente regulamento.

#### Artigo 5.º

##### Verificação da qualidade

Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem instalar e manter operacionais e auditáveis sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.

#### Artigo 6.º

##### Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço

1 - Considerando o disposto no presente regulamento, o Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço inclui disposições sobre as seguintes matérias:

- a) Classificação de zonas de qualidade de serviço.
- b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento.
- c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço.
- d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto.
- e) Classificação de eventos excecionais.
- f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.
- g) Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT.
- h) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica.
- i) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes.
- j) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT.
- k) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN.
- l) Envio de informação à ERSE.
- m) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

2 - O MPQS é aprovado por Diretiva da ERSE.

3 - A ERSE pode proceder à alteração do MPQS, por sua iniciativa ou mediante proposta das entidades a quem este manual se aplica.

4 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem disponibilizar o RQS e o MPQS vigentes e as Diretivas da ERSE com eles relacionados, nomeadamente na sua página da *Internet*.

#### Artigo 7.º

##### Casos fortuitos ou de força maior

1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior aqueles que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias.

2 - Consideram-se casos fortuitos as ocorrências que, não tendo acontecido por circunstâncias naturais, não poderiam ser previstas.

- 3 - Consideram-se casos de força maior as circunstâncias de um evento natural ou de ação humana que, embora pudesse prevenir-se, não poderia ser evitado, nem em si, nem nas consequências danosas que provoca.
- 4 - Na apreciação de cada uma das circunstâncias referidas nos números anteriores deve ponderar-se a aplicação dos procedimentos previstos na lei, nomeadamente a vigente em matéria de declaração de estado de sítio e emergência e proteção civil.
- 5 - As normas complementares à aplicação do presente regime encontram-se estabelecidas no Procedimento n.º 2 do MPQS.

#### Artigo 8.º

##### Eventos excecionais

- 1 - Consideram-se eventos 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.
- 2 - Um evento só é considerado evento excecional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte de operadores de redes, de comercializadores ou de comercializadores de último recurso.
- 3 - Os pedidos de classificação como eventos excecionais não são passíveis de deferimento tácito pela ERSE.
- 4 - O pedido referido no n.º 2, bem como toda a sua tramitação, deve respeitar o Procedimento n.º 5 do MPQS.
- 5 - A classificação como evento excecional permite:
  - a) A identificação do contributo específico do evento nos indicadores de qualidade de serviço.
  - b) Que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.
  - c) Que não sejam pagas compensações por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.
- 6 - A avaliação feita pela ERSE deve ter em consideração:
  - a) A justificação apresentada, incluindo os elementos de entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão e que contribuam para comprovar os factos.
  - b) A diligência adotada pelo requerente tendo em vista minimizar o impacto junto dos clientes e restantes utilizadores de redes.
  - c) Parecer fundamentado, quando aplicável, sobre as suas áreas de competência, da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, quando o incidente ocorra em Portugal continental, da DREn, quando ocorra na RAA, ou da DRCIE, quando ocorra na RAM.
- 7 - Da decisão da ERSE, quanto à classificação como evento excecional, cabe recurso judicial nos termos definidos pela lei.

Artigo 9.º

Partilha de responsabilidades e direito de regresso

- 1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso respondem pelos diversos aspetos da qualidade de serviço junto dos clientes com quem celebrem um contrato de fornecimento, sem prejuízo da responsabilidade dos operadores das redes com quem estabeleceram contratos de uso das redes e do direito de regresso sobre estes, nos termos estabelecidos no RARI, no RRC, no Artigo 58.º, Artigo 59.º e no Artigo 60.º.
- 2 - A partilha de responsabilidade entre os diversos intervenientes é feita por acordo entre as partes, devendo, preferencialmente, constar do contrato de uso das redes.

**Secção III**

**Responsabilidades e obrigações de qualidade de serviço técnica**

Artigo 10.º

Responsabilidade dos operadores das redes

- 1 - Os operadores das redes são responsáveis pela qualidade de serviço técnica, perante os clientes ligados às redes independentemente do comercializador com quem o cliente contratou o fornecimento.
- 2 - Os operadores das redes devem manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respetivas redes.

Artigo 11.º

Responsabilidade de entidades com instalações elétricas ligadas às redes

- 1 - As entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.
- 2 - A metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações ligadas às redes consta no Procedimento n.º 11 do MPQS.

Artigo 12.º

Obrigações dos produtores

- 1 - As instalações de produção ligadas às redes do SEN devem obedecer às condições técnicas constantes do RRT, e do RRD em Portugal continental, do respetivo contrato de compra e venda de energia elétrica e demais legislação aplicável.
- 2 - Em casos especiais, e verificando-se lacuna ou insuficiência das condições técnicas, a DGEG ou os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, em Portugal continental, a DREN, na RAA, ou a DRCIE, na RAM, poderão aprovar a aplicação de medidas adicionais.
- 3 - Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que estão ligadas, o respetivo operador da rede fixará um prazo para a correção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando conhecimento fundamentado do facto ao produtor, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREN da RAA ou à DRCIE da RAM.

Artigo 13.º

Obrigações dos clientes

- 1 - Os clientes devem garantir que as suas instalações não introduzem perturbações nas redes do SEN que excedam os limites de emissão calculados conforme o definido no Procedimento n.º 11 do MPQS.



2 - O operador da rede responsável pela entrega de energia elétrica a um cliente pode interromper o serviço prestado, dando conhecimento fundamentado do facto ao cliente, à ERSE e, dependendo da localização da rede em causa, à DGEG e os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, ou à DREN da RAA ou à DRCIE da RAM, quando o cliente não eliminar, no prazo referido no n.º 4 do presente artigo, as causas das perturbações emitidas e a gravidade da situação o justifique.

3 - Nos termos dos números anteriores, enquanto o cliente não elimine a perturbação e não seja imperiosa a interrupção do serviço, o operador de rede não é responsável, perante aquele cliente, pelos padrões individuais de continuidade de serviço.

4 - O prazo para a regularização da situação deverá ser objeto de acordo entre o referido operador da rede e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão da ERSE.

## **Capítulo II**

### **Continuidade de serviço**

#### **Secção I**

#### **Disposições gerais**

##### **Artigo 14.º**

##### **Fornecimento em regime contínuo**

1 - Os operadores das redes devem proceder, sempre que possível, de forma a não interromper o fornecimento de energia elétrica.

2 - Nos termos do RRC, o fornecimento de energia elétrica bem como a prestação do serviço de transporte e de distribuição, podem ser interrompidos por:

- a) Razões de interesse público.
- b) Razões de serviço.
- c) Razões de segurança.
- d) Casos fortuitos ou casos de força maior.
- e) Facto imputável ao cliente.
- f) Acordo com o cliente.

##### **Artigo 15.º**

##### **Definição de interrupção**

1 - Define-se interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente.

2 - Para a determinação da duração de uma interrupção num PdE considera-se que:

- a) O início da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE é inferior a 5% do valor da tensão declarada em todas as fases.
- b) O fim da interrupção num PdE é o instante em que a tensão de alimentação é igual ou superior, numa das fases desse PdE, a 5% da tensão declarada ou o instante em que o fornecimento é repostado a partir de outro PdE.

3 - A reposição do fornecimento, na sequência de uma interrupção num PdE do operador da rede de transporte que afete vários clientes ligados diretamente ou através da rede de distribuição, pode ser feita escalonadamente no tempo.

4 - Nas situações referidas no número anterior, a duração equivalente de interrupção é a média aritmética ponderada dos tempos parciais de reposição, em que o fator de ponderação é a potência reposta em cada um dos escalões referidos.

5 - Considera-se um só incidente, a sucessão de ações de corte e de reposição de fornecimento correlacionadas elétrica e temporalmente, afetando um ou mais PdE, desde que o período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afetados não tenha duração superior a 10 minutos.

6 - Para efeitos de contagem do número de interrupções, o incidente é a unidade básica, nos termos definidos no número anterior, devendo ser consideradas todas as interrupções que afetem os PdE, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.

#### Artigo 16.º

##### Classificação de interrupções

1 - As interrupções são classificadas de acordo com a sua origem, tipo e causa, de acordo com o quadro seguinte:

ORIGEM	TIPO	CAUSAS
Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público Razões de serviço Facto imputável ao cliente Acordo com o cliente Outras redes ou instalações
	Acidentais	Razões de segurança Casos fortuitos Casos de força maior Próprias Outras redes ou instalações

2 - No que respeita ao tipo, consideram-se:

- a) Interrupções previstas – as interrupções por acordo com os clientes ou, ainda, por razões de serviço ou de interesse público em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no RRC.
- b) Interrupções acidentais – as restantes interrupções.

3 - No que respeita à caracterização de interrupções, consideram-se:

- a) Interrupções por razões de interesse público – as interrupções que decorram da execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores das redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRC.
- b) Interrupções por razões de serviço – as interrupções que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede e cuja possibilidade de ocorrência tenha tido a adequada divulgação por parte dos operadores das redes com a antecedência mínima de trinta e seis horas, cumprindo o estabelecido no RRC.

- c) Interrupções por acordo com ou facto imputável ao cliente – as interrupções que decorram por acordo com o cliente e nas situações referidas no RRC.
  - d) Interrupções por razões de segurança – as interrupções ocorridas em situações para as quais a continuidade de fornecimento ponha em causa a segurança de pessoas e bens, nos termos do RRC.
  - e) Interrupções por casos fortuitos – as interrupções ocorridas em situações que reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º.
  - f) Interrupções por casos de força maior – as interrupções ocorridas em situações que reúnam as condições estabelecidas no Artigo 7.º.
  - g) Interrupções devidas a outras redes ou instalações – as interrupções que tenham origem nas redes ou instalações de outros operadores, produtores ou clientes.
  - h) Interrupções por causas próprias – As interrupções ocorridas em situações que não sendo passíveis de serem classificadas em nenhuma das categorias anteriores, são consequentemente consideradas como imputáveis ao operador da rede em causa e, que por sua vez, poderão ser classificadas como devidas a:
    - i. Fenómenos atmosféricos – descargas atmosféricas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição.
    - ii. Ações naturais – animais, arvoredos, movimento de terras ou interferência de objetos estranhos às redes ou centros de produção.
    - iii. Origem interna – erros de projeto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, atividades de manutenção, trabalhos inadiáveis, obras próprias ou erro humano.
    - iv. Outras causais – todas as que não estão incluídas nos pontos anteriores ou que são desconhecidas.
- 4 - Os procedimentos a observar no registo e classificação das interrupções constam do Procedimento n.º 2 do MPQS.

#### Artigo 17.º

##### Classificação de zonas de qualidade de serviço

- 1 - Para efeitos de aplicação deste regulamento, são estabelecidas zonas de qualidade de serviço no Procedimento n.º 1 do MPQS.
- 2 - Os padrões de qualidade de serviço a observar pelos operadores das redes de distribuição podem variar de acordo com as zonas de qualidade de serviço estabelecidas no número anterior.

#### Artigo 18.º

##### Incidentes de grande impacto

- 1 - Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido por Diretiva da ERSE.
- 2 - Todos os incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE, de acordo com o Procedimento n.º 4 do MPQS.

#### Artigo 19.º

##### Indicadores e padrões de continuidade de serviço

De entre os indicadores e padrões de qualidade de serviço, os indicadores e padrões de continuidade de serviço podem ser de natureza:

- a) Geral, quando se referem à rede explorada pelo operador da rede de transporte, à rede ou zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes.
- b) Individual, quando se referem a cada uma das instalações elétricas dos PdE, incluindo clientes.

**Secção II**  
**Qualidade geral das redes elétricas**

Artigo 20.º  
Indicadores gerais

1 - Em Portugal continental, os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de transporte que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:

- a) ENF, em MWh.
- b) TIE, em minutos.
- c) SAIFI RT.
- d) SAIDI RT, em minutos.
- e) SARI RT, em minutos.
- f) MAIFI RT.

2 - Os operadores das redes procederão, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de distribuição, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais:

- a) Para redes de alta tensão de Portugal continental, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:
  - i) SAIFI AT.
  - ii) SAIDI AT, em minutos.
  - iii) MAIFI AT.
- b) Para redes de média tensão, agrupadas de acordo com a classificação das zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e da RAM, para cada ilha e região:
  - i) TIEPI MT, em minutos.
  - ii) SAIFI MT.
  - iii) SAIDI MT, em minutos.
  - iv) END, em MWh.
  - v) MAIFI MT.
- c) Para redes de baixa tensão, agrupadas de acordo com a classificação de zonas de qualidade de serviço, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais e, no caso da RAA e da RAM, para cada ilha e região:
  - i) SAIFI BT.
  - ii) SAIDI BT, em minutos.

3 - O cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.

4 - No caso da RAA e da RAM, o cálculo dos indicadores deve discriminar as interrupções com origem nas redes de transporte e de distribuição e aquelas com origem exclusivamente no sistema electroprodutor.

5 - Todos os indicadores referidos no n.º 2 são calculados globalmente e por zona de qualidade de serviço.

6 - Os diferentes operadores das redes devem trocar entre si toda a informação necessária ao cálculo dos indicadores referidos nos números 1 e 2 do presente artigo.

7 - Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais, designadamente no que se refere à classificação e registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia elétrica, constam do Procedimento n.º 3 do MPQS.

## Artigo 21.º

## Padrões gerais

- 1 - Para caracterização do desempenho são definidos padrões anuais para os indicadores gerais SAIDI e SAIFI referentes às redes de média e de baixa tensão, previstos no n.º 2 do artigo anterior.
- 2 - Os padrões referidos no número anterior são agrupados por zona de qualidade de serviço e, no caso da RAA e da RAM, são definidos igualmente para cada ilha e região.
- 3 - Os padrões mencionados no n.º 1 referem-se a interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.
- 4 - Os padrões referidos nos números anteriores são publicados por Diretiva da ERSE.

## Artigo 22.º

## Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço

- 1 - O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem como objetivo promover uma evolução adequada do desempenho geral das redes em termos de continuidade de serviço e assegurar uma melhoria consistente da continuidade de serviço que globalmente afeta os clientes pior servidos.
- 2 - O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental.
- 3 - A forma de cálculo do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço é estabelecida no Procedimento n.º 6 do MPQS e os valores dos parâmetros publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.
- 4 - O cálculo anual do valor do incentivo referido neste artigo está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 68.º.

## Artigo 23.º

## Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

- 1 - O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT tem como objetivo promover a sua fiabilidade, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT e do desempenho geral sentido pelos utilizadores das redes em termos de continuidade de serviço.
- 2 - O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT aplica-se ao operador da RNT.
- 3 - A forma de cálculo do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT é estabelecida no Procedimento n.º 7 do MPQS e os valores dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT são publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.
- 4 - O cálculo anual do valor do incentivo referido neste artigo está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 68.º.

**Secção III****Qualidade individual das redes elétricas**

## Artigo 24.º

## Indicadores individuais

- 1 - Os operadores das redes devem determinar, em cada ano civil e para todos os PdE das redes respetivas, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:
  - a) Número de interrupções.
  - b) Duração total das interrupções, em minutos.

2 - Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais constam do Procedimento n.º 3 do MPQS.

Artigo 25.º  
Padrões individuais

1 - Nas redes de MAT, de AT, de MT e de BT, no caso de Portugal continental, e nas redes de AT, MT e BT, no caso da RAA e da RAM, são definidos padrões anuais para os indicadores individuais, previstos no n.º 1 do artigo anterior, os quais não devem ser excedidos, por ano e por cliente.

2 - Os padrões mencionados no número anterior são agrupados por zona de qualidade de serviço e referem-se a interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.

3 - Os padrões referidos nos números anteriores são publicados por Diretiva da ERSE.

4 - Os clientes têm direito a uma compensação automática sempre que houver incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço estabelecidos nos números anteriores.

5 - O valor da compensação referida no número anterior é calculado de acordo com o estabelecido no Artigo 54.º e o seu pagamento aos clientes deverá decorrer de acordo com o disposto no Artigo 57.º.

**Capítulo III**  
**Qualidade da energia elétrica**

Artigo 26.º  
Características da tensão

1 - Os operadores das redes devem proceder à caracterização da tensão nas redes que exploram, devendo efetuar medições das seguintes características da tensão:

- a) Frequência.
- b) Valor eficaz da tensão.
- c) Cavas de tensão.
- d) Sobretensões (“swells”).
- e) Tremulação (“flicker”).
- f) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.
- g) Distorção harmónica.

2 - As medições a efetuar pelos operadores das redes serão realizadas num conjunto de pontos selecionados das respetivas redes, de acordo com a metodologia prevista no artigo seguinte.

3 - Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos PdE devem respeitar:

- a) Em MAT, o disposto no Procedimento n.º 10 do MPQS.
- b) Em AT, MT e BT, o disposto na norma NP EN 50160.

4 - Para efeitos do número anterior, não se consideram condições normais de exploração os períodos de tempo de exploração perturbada, identificados no âmbito do processo de classificação pela ERSE dos eventos excecionais, previsto no Artigo 8.º, e os períodos de tempo indispensáveis aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição para regular o valor da tensão no ponto de ligação da instalação de produção, quando recetora, após saída do paralelo.

5 - O não cumprimento sistemático e continuado do estabelecido no n.º 3, em zonas específicas das redes, obriga os operadores das redes afetadas à identificação da situação e à apresentação de relatórios circunstanciados à ERSE e, dependendo da localização da rede em questão, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, à DREN da RAA ou à DRCIE da RAM.

6 - Em resultado da decisão que resulte da análise efetuada pelas entidades referidas no número anterior, os operadores das redes em questão deverão preparar um plano de melhoria da qualidade de serviço específico para a resolução da situação identificada, com uma análise benefício-custo fundamentada e de acordo com o estabelecido no Artigo 28.º, a ser inserido na proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes.

#### Artigo 27.º

##### Metodologia de verificação da qualidade da energia elétrica

1 - A verificação da qualidade da energia elétrica tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria, e será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica estabelecidos no Procedimento n.º 8 do MPQS.

2 - A verificação da qualidade da energia elétrica nas redes de transporte e de distribuição deverá ser efetuada observando os métodos de medição e os métodos de cálculo dos indicadores de qualidade de energia previstos em procedimento específico do MPQS.

3 - Na sequência da apresentação de reclamações de clientes, os operadores das respetivas redes efetuarão medições complementares quando se verificarem as condições estabelecidas no Artigo 43.º.

#### Artigo 28.º

##### Planos de melhoria da qualidade de serviço

1 - Os operadores das redes devem incluir um plano de melhoria da qualidade de serviço no âmbito da preparação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento das respetivas redes, quando identificarem a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos limiares de qualidade da energia elétrica ou dos padrões gerais ou individuais de qualidade de serviço estabelecidos neste regulamento.

2 - Os planos de melhoria da qualidade de serviço devem apresentar a análise benefício-custo que os fundamentam, devendo ser devidamente calendarizados e orçamentados.

### Capítulo IV

#### Comunicação com os clientes e outros utilizadores das redes

##### Secção I

##### Informação ao cliente e outros utilizadores das redes

#### Artigo 29.º

##### Dever de informação dos operadores das redes de distribuição

1 - Os operadores das redes de distribuição têm a obrigação de disponibilizar informação atualizada sobre as seguintes matérias:

- a) Segurança na utilização de energia elétrica.
- b) Atuação em caso de avaria ou interrupção do fornecimento de energia elétrica.
- c) Ligações às redes.
- d) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimento.
- e) Leitura de equipamentos de medição.
- f) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.
- g) Apresentação de reclamações, tratamento e prazos de resposta.
- h) Procedimentos associados à resolução de conflitos.

2 - As informações identificadas no número anterior devem estar disponíveis nas páginas da Internet.

3 - Sempre que solicitado, as informações referidas no n.º 1 - devem ser disponibilizadas gratuitamente em papel.

4 - Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento de energia elétrica em resultado de avarias na rede, os operadores das redes de distribuição, quando solicitados, devem assegurar informação aos clientes, diretamente ou através dos comercializadores de último recurso ou comercializadores, sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para o restabelecimento do fornecimento.

5 - Nas ações ou campanhas de intervenção massificadas e localizadas, referentes a interrupções de fornecimento, que possam ser suscetíveis de fazer perigar a segurança de pessoas e bens, mesmo que tais campanhas tenham origem em decisões dos comercializadores ou comercializadores de último recurso, os operadores das redes de distribuição devem assegurar informação relevante e atempada às entidades administrativas a quem compete a proteção de pessoas e bens e, ainda, as entidades concedentes da distribuição em baixa tensão.

#### Artigo 30.º

##### Dever de informação dos comercializadores e comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso têm o dever de prestar informações relacionadas com o serviço de fornecimento de energia elétrica, bem como sobre os serviços conexos.

2 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem disponibilizar informação atualizada sobre as matérias referidas no n.º 1 do Artigo 29.º e sobre as seguintes matérias:

- a) Contratos de fornecimento de energia elétrica.
- b) Serviços disponíveis.
- c) Preços.
- d) Periodicidade de faturação.
- e) Meios de pagamento disponíveis e procedimentos em caso de mora.
- f) Indicadores de qualidade de serviço, padrões e compensações por incumprimento.
- g) Métodos de estimativa de consumo utilizados para faturação.
- h) Compensação do fator de potência.
- i) Apresentação de reclamações, tratamento e prazos de resposta.
- j) Procedimentos associados à resolução de conflitos.
- k) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a interrupção do fornecimento ou a cessação do contrato de fornecimento e encargos associados à reposição do serviço.
- l) Custos associados à denúncia antecipada do contrato de fornecimento pelos clientes.
- m) Utilização eficiente da energia elétrica.
- n) Códigos de conduta, nos termos do RRC.

3 - As informações identificadas no n.º 2 devem estar disponíveis nas páginas da Internet.

4 - Sempre que solicitado, as informações referidas no n.º 2 devem ser disponibilizadas gratuitamente em papel.

5 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem prestar aconselhamento sobre as opções mais convenientes a quem o solicite.

#### Secção II

##### Meios de atendimento

#### Artigo 31.º

##### Meios de atendimento obrigatórios

1 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, dentro das respetivas competências, devem prestar um atendimento completo e eficaz no conjunto dos meios disponibilizados, nos termos do RRC.



- 2 - Os meios de atendimento obrigatórios são os seguintes:
  - a) Para os operadores das redes de transporte: por escrito.
  - b) Para os operadores das redes de distribuição: presencial, telefónico, por escrito.
  - c) Para os comercializadores de último recurso: presencial, telefónico, por escrito.
  - d) Para os comercializadores: telefónico ou equivalente que garanta resposta imediata, e por escrito.
- 3 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem disponibilizar um meio de contacto eletrónico para receção de pedidos de informação e reclamações.
- 4 - O operador da rede de distribuição em média e alta tensão deve adotar modalidades de atendimento que assegurem um atendimento preferencial e completo aos operadores de redes de distribuição exclusivamente em baixa tensão, nos termos do MPQS.

#### Artigo 32.º

##### Atendimento presencial

- 1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores que disponham de atendimento presencial devem avaliar o desempenho verificado nos seus centros de atendimento no que respeita ao tempo de espera.
- 2 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores que registem menos de cinco mil atendimentos por ano estão dispensados da avaliação do tempo de espera referido no número anterior.
- 3 - O desempenho é avaliado por centro de atendimento.
- 4 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores avaliam os seus centros de atendimento que garantiram pelo menos 40% dos atendimentos efetuados no ano anterior.
- 5 - As empresas que partilham um mesmo centro de atendimento podem optar por calcular um indicador conjunto para esse centro de atendimento, devendo, nesse caso, comunicar a proporção de atendimentos que lhes correspondem.
- 6 - As empresas que não sejam obrigadas à separação de atividades podem optar por calcular um indicador conjunto para esse centro de atendimento, devendo, nesse caso, comunicar a proporção de atendimentos que correspondem a cada atividade.

#### Artigo 33.º

##### Avaliação do atendimento presencial

- 1 - O desempenho em cada centro de atendimento é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.
- 2 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de atendimentos com tempo de espera até 20 minutos e o número total de atendimentos.
- 3 - O tempo de espera corresponde ao intervalo entre a chegada ao local de atendimento e o início do atendimento.
- 4 - O número total de atendimentos não inclui os atendimentos não realizados por desistência do cliente.

#### Artigo 34.º

##### Atendimento telefónico

- 1 - O atendimento telefónico deve permitir:
  - a) A receção de comunicações de leituras.

- b) A receção de comunicações de avarias.
  - c) O atendimento comercial.
- 2 - Os atendimentos telefónicos previstos nas alíneas a) e b) do número anterior não são obrigatórios para os comercializadores e os comercializadores de último recurso quando, nos termos do RRC, estes estejam a cargo do operador da rede de distribuição respetivo.
- 3 - Nas situações referidas no número anterior, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem informar os seus clientes indicando os meios de contacto adequados para o efeito.
- 4 - Para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, que estabelece o regime jurídico aplicável aos centros de atendimento telefónico de relacionamento (*call centres*), consideram-se todos os centros de atendimento telefónico que reúnam, pelo menos, uma das seguintes características:
- a) Prestem serviços a empresas do setor elétrico com um número de clientes igual ou superior a 100 mil.
  - b) Tenham um tráfego anual superior a 60 mil chamadas telefónicas recebidas.
- 5 - O atendimento telefónico em centros de atendimento telefónico de relacionamento (*call centres*) deve permitir que, caso não seja possível efetuar o atendimento até aos 60 segundos de espera, o cliente deixe o seu contacto e identificação da finalidade da chamada, nos termos e para os efeitos do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, quando aplicável.
- 6 - Nos casos referidos no número anterior, o cliente deve ser contactado no prazo máximo de dois dias úteis.
- 7 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem avaliar o desempenho dos seus sistemas de atendimento telefónico, nos termos do Artigo 35.º ao Artigo 37.º.

#### Artigo 35.º

##### Atendimento telefónico para comunicações de leituras

- 1 - O atendimento telefónico para comunicação de leituras não deve ter custos para o cliente.
- 2 - No caso de a receção de leituras ser assegurada por um sistema automático de atendimento, o desempenho é avaliado através de um indicador geral relativo ao sucesso da comunicação de leituras.
- 3 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras registadas de forma automática e o número total de chamadas recebidas para comunicação de leituras.

#### Artigo 36.º

##### Atendimento telefónico para comunicações de avarias

- 1 - O atendimento telefónico para comunicações de avarias deve estar permanentemente disponível e não ter custos para o cliente.
- 2 - O atendimento telefónico para comunicações de avarias é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.
- 3 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas.
- 4 - O tempo de espera a considerar corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.
- 5 - A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.
- 6 - O número total de chamadas referido no n.º 3 não inclui as desistências com tempo de espera inferior a 60 segundos.

- 7 - Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas com tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.
- 8 - Os operadores das redes de distribuição, bem como os comercializadores de último recurso e os comercializadores que disponibilizem o atendimento telefónico para comunicação de avarias, devem garantir que o valor anual do indicador é igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.
- 9 - No atendimento telefónico para comunicações de avarias não é obrigatória a disponibilização da funcionalidade prevista no n.º 5 do Artigo 34.º.

#### Artigo 37.º

##### Atendimento telefónico comercial

- 1 - Considera-se atendimento telefónico comercial o serviço de receção de chamadas que não inclua a comunicação de avarias e a receção de comunicação de leituras de modo automático.
- 2 - O atendimento telefónico para matérias de natureza comercial não deve ter um custo para o cliente superior ao de uma chamada local.
- 3 - O atendimento telefónico comercial é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera.
- 4 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas.
- 5 - O tempo de espera a considerar corresponde à soma dos vários períodos durante a chamada em que o cliente não está a ser atendido pessoalmente ou por um menu eletrónico.
- 6 - A indicação de que a chamada se encontra em lista de espera não é considerada atendimento efetivo.
- 7 - O número total de chamadas referido no n.º 3 não inclui as desistências com tempo de espera inferior a 60 segundos.
- 8 - Nas situações em que se proceda ao barramento do acesso ao atendimento telefónico, todas as chamadas barradas durante esse período devem ser consideradas com tendo um tempo de espera superior a 60 segundos.
- 9 - O cálculo do indicador não é obrigatório para as entidades que reúnam simultaneamente as seguintes condições:
  - a) O número de clientes a 31 de dezembro do ano anterior tenha sido inferior a 15 mil.
  - b) O número de atendimentos telefónicos comerciais registados no ano anterior tenha sido inferior a 5 mil.

#### Secção III

##### Pedidos de informação e reclamações

#### Artigo 38.º

##### Disposições gerais

- 1 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem responder a todas as reclamações e pedidos de informação que lhes sejam dirigidos, independentemente da forma de apresentação.
- 2 - Consideram-se reclamações as comunicações em que o reclamante considera não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as suas expetativas.
- 3 - Consideram-se pedidos de informações as comunicações em que se solicitam esclarecimentos e que impõem a necessidade de resposta, excluindo as solicitações de serviços.
- 4 - As entidades que pretendam apresentar reclamações ou pedidos de informação devem preferencialmente fazê-lo junto do comercializador ou do comercializador de último recurso.

- 5 - O pedido de informação ou a reclamação deve conter a identificação da entidade que o apresenta, as questões colocadas ou a descrição dos motivos reclamados, bem como elementos informativos facilitadores ou complementares para a caracterização da situação questionada ou reclamada.
- 6 - A receção de pedidos de informação e de reclamações deve ser assegurada em todas as modalidades de atendimento previstas no presente regulamento.
- 7 - Os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem manter um registo auditável do conteúdo das reclamações apresentadas e das respetivas respostas, independentemente do meio pelo qual foram apresentadas e respondidas.
- 8 - Caso a reclamação não tenha sido integralmente decidida a favor das pretensões do reclamante, a entidade que recebeu a reclamação deve informar o reclamante relativamente ao seu direito de reclamação junto da ERSE.

#### Artigo 39.º

##### Pedidos de informação apresentados por escrito

- 1 - A resposta a pedidos de informação apresentados por escrito é avaliada através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta.
- 2 - Para os operadores das redes de transporte, o indicador geral corresponde ao tempo médio de resposta aos pedidos de informação apresentados por escrito num determinado período.
- 3 - O tempo médio de resposta a pedidos de informação é calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta aos pedidos de informação apresentados num determinado período e o número total de pedidos de informação apresentados no mesmo período que tenham tido resposta.
- 4 - Para os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de pedidos de informação apresentados por escrito num determinado período cuja resposta não excedeu 15 dias úteis e o número total de pedidos de informação apresentados por escrito no mesmo período.
- 5 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem garantir que o valor anual do indicador referido no número anterior é igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.
- 6 - Caso se verifique a impossibilidade de resposta por se tratar de um pedido de informação anónimo ou para o qual não são conhecidos meios de contacto da entidade que apresentou o pedido, deve considerar-se como respondido na data em que se identifique esta situação.

#### Artigo 40.º

##### Pedidos de informação apresentados por telefone

Os pedidos de informação apresentados em centros de atendimento telefónico de relacionamento (*call centres*) devem ser respondidos de imediato ou, não sendo possível, no prazo máximo de três dias úteis, contado da data da realização do contacto inicial pelo cliente, salvo motivo devidamente justificado, nos termos do Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, quando aplicável.

#### Artigo 41.º

##### Reclamações

- 1 - Para os operadores das redes de transporte, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador geral relativo ao tempo de resposta que corresponde ao tempo médio de resposta a reclamações apresentadas num determinado período.
- 2 - O tempo médio de resposta a reclamações é calculado pelo quociente entre a soma dos tempos de resposta às reclamações apresentadas num determinado período e o número total de reclamações apresentadas no mesmo período que tenham tido resposta.
- 3 - Para os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao prazo de resposta.

- 4 - Para efeitos do número anterior, os padrões relativos ao prazo máximo de resposta aplicáveis são os seguintes:
- Para os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso, 15 dias úteis.
  - Para os comercializadores, o prazo estabelecido contratualmente com cada cliente.
- 5 - Na impossibilidade do cumprimento dos prazos definidos no n.º 4, o reclamante deve ser informado, através de uma comunicação intercalar, das diligências efetuadas, bem como dos factos que impossibilitaram a resposta no prazo estabelecido, indicando o prazo expectável de resposta e, sempre que possível, uma pessoa para contacto.
- 6 - O incumprimento dos prazos de resposta referidos no n.º 4, do prazo expectável de resposta referido no n.º 5 ou do conteúdo mínimo da comunicação intercalar confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no Artigo 52.º.

#### Artigo 42.º

##### Reclamações relativas a faturação

- 1 - A apresentação de reclamações relativas a faturação obriga o operador da rede de distribuição ou o comercializador de último recurso ou o comercializador, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, a adotar um dos seguintes procedimentos:
- Dar conhecimento ao cliente do conjunto de informação necessária ao esclarecimento da situação reclamada, designadamente sobre os elementos necessários à compreensão dos valores faturados, elementos associados à leitura e medição do contador, bem como o resultado da apreciação da reclamação.
  - Propor ao reclamante a realização de uma reunião destinada a promover o completo esclarecimento do assunto.
- 2 - A apresentação de reclamações sobre faturação determina a suspensão de eventuais ordens de interrupção de energia por falta de pagamento da fatura reclamada, até à sua apreciação pelo comercializador de último recurso ou comercializador, desde que acompanhada de informações concretas e objetivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de faturação.

#### Artigo 43.º

##### Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica

- 1 - A apresentação de reclamações relativas às características técnicas da energia elétrica deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros caracterizadores da tensão de alimentação se encontram fora dos limites regulamentares.
- 2 - Após a apresentação da reclamação pelo cliente, o operador da rede deve, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, adotar um dos seguintes procedimentos:
- Dar conhecimento por escrito ao cliente, através do seu comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, e das ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação.
  - Efetuar visita às instalações do cliente para verificar, no local, as características da energia elétrica e analisar as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica.
- 3 - Caso a visita às instalações do cliente não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador da rede deve promover a realização de medições, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.
- 4 - Previamente à realização das medições o cliente deve ser informado dos custos que eventualmente poderá ter que suportar.
- 5 - Após a finalização das medições consideradas necessárias, o operador da rede deve comunicar com o comercializador de último recurso ou o comercializador, de forma a garantir que o cliente é informado sobre os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as ações corretivas a adotar e respetivo prazo de implementação.
- 6 - Os procedimentos a observar na realização das medições complementares são publicados pela ERSE no Procedimento n.º 9 do MPQS.
- 7 - Os operadores das redes de transporte e de distribuição deverão suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da energia elétrica.

- 8 - Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao cliente, o operador da rede deve ser reembolsado pelo cliente, através do comercializador de último recurso ou comercializador, dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite publicado pela ERSE.
- 9 - Os clientes têm o direito de instalar, por sua conta, sistemas de registo de medida da qualidade da energia elétrica devidamente selados e calibrados, nos termos da legislação aplicável.
- 10 - Os registos produzidos pelos sistemas referidos no número anterior constituem meio de prova nas reclamações referidas no presente artigo.
- 11 - É responsável por apurar as questões relativas a divergências de natureza técnica associadas às medições realizadas, a entidade administrativa territorialmente competente por esta matéria.

#### Artigo 44.º

##### Reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição

- 1 - A apresentação de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição deve ser acompanhada da descrição de factos que coloquem em evidência a possibilidade do equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente.
- 2 - O operador da rede de distribuição deve, no prazo que lhe seja aplicável nos termos do n.º 4 do Artigo 41.º, efetuar uma visita à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento de medição, devendo o cliente ser avisado previamente.
- 3 - Na sequência da visita à instalação do cliente, o operador da rede deve comunicar com o comercializador de último recurso ou o comercializador, de forma a garantir que o cliente é informado sobre todos os elementos relevantes associados ao equipamento de medição verificados, designadamente, as ações realizadas, a data da intervenção e os elementos de medição.
- 4 - Se, após a intervenção do operador da rede de distribuição, persistirem dúvidas sobre o funcionamento do equipamento de medição, o cliente pode exigir a realização de uma verificação extraordinária, nos termos previstos no RRC.
- 5 - Caso a verificação extraordinária confirme que o equipamento de medição se encontra a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente, os erros de medição e eventuais erros na faturação já emitida são corrigidos de acordo com o previsto no RRC e Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
- 6 - O cliente deve ser informado, previamente à realização da verificação extraordinária, dos encargos em que incorre no caso de esta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro admitidas regulamentarmente.

#### Capítulo V

##### Serviços

#### Artigo 45.º

##### Serviços de ligação às redes

- 1 - Consideram-se serviços de ligação às redes os serviços prestados pelos operadores das redes de distribuição aos requisitantes nos termos previstos no RRC.
- 2 - Os serviços de ligação são avaliados por um indicador geral relativo ao prazo para apresentação aos requisitantes das informações previstas no RRC.
- 3 - O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de requisições num determinado período com prazo de apresentação das informações relativas aos serviços de ligação igual ou inferior a 15 dias úteis e o número total de requisições no mesmo período.
- 4 - O indicador geral é aplicável às requisições de ligação em baixa tensão, excluindo-se as ligações de instalações eventuais.

## Artigo 46.º

## Ativação de fornecimento

- 1 - Considera-se ativação de fornecimento as operações necessárias, incluindo a intervenção do operador da rede de distribuição, que permitam o início do fornecimento a uma instalação de utilização que esteja desligada, na sequência da celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador de último recurso ou com um comercializador.
- 2 - Para os operadores das redes de distribuição, a ativação de fornecimento é avaliada através de um indicador geral relativo ao prazo para essa ativação.
- 3 - O indicador geral aplicável aos operadores das redes de distribuição é calculado pelo quociente entre o número de ativações solicitadas num determinado período com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas no mesmo período.
- 4 - O prazo de ativação para os operadores das redes de distribuição corresponde ao tempo entre a solicitação do comercializador ou comercializador de último recurso e a realização da ativação.
- 5 - Os operadores das redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 3 é igual ou superior ao valor publicado pela ERSE.
- 6 - Para os comercializadores de último recurso e os comercializadores, a ativação de fornecimento é avaliada através de:
  - a) Um indicador geral relativo ao prazo para essa ativação.
  - b) Um indicador geral relativo ao tempo médio de ativação.
- 7 - O indicador geral referido na alínea a) do n.º 6 é calculado pelo quociente entre o número de ativações solicitadas num determinado período com prazo de ativação igual ou inferior a 2 dias úteis e o número total de ativações solicitadas no mesmo período.
- 8 - O prazo de ativação para os comercializadores de último recurso e os comercializadores corresponde ao tempo entre a celebração do contrato de fornecimento com o cliente e a realização da ativação.
- 9 - Os indicadores gerais de ativação de fornecimento referidos no n.º 3 e no n.º 6 são aplicáveis às ativações em baixa tensão que envolvam ações simples por parte do operador da rede de distribuição, tais como a instalação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, do contador e do dispositivo de controlo de potência.
- 10 - Para efeitos de cálculo dos indicadores gerais referidos no n.º 3 e na alínea a) do n.º 6 excluem-se as situações em que o cliente expressamente solicite uma data para ativação com prazo superior a dois dias úteis.
- 11 - O tempo médio de ativação é calculado pelo quociente entre a soma dos prazos das ativações solicitadas num determinado período e o número total de ativações solicitadas no mesmo período e que tenham sido realizadas.

## Artigo 47.º

## Visita combinada

- 1 - Considera-se visita combinada a deslocação do operador da rede de distribuição, com início num intervalo previamente acordado, à instalação do cliente.
- 2 - Para efeitos do número anterior excluem-se as leituras em roteiro e as assistências técnicas.
- 3 - O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo comercializador de último recurso ou comercializador.
- 4 - A avaliação do desempenho relativo à visita combinada é realizada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao cumprimento do intervalo acordado para a visita.
- 5 - Os clientes têm direito a agendar visitas combinadas em que o início da visita ocorra num intervalo de tempo com uma duração máxima de 2,5 horas.

- 6 - O incumprimento do intervalo referido no número anterior para início da visita combinada confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no Artigo 52.º.
- 7 - Em caso de ausência do cliente na instalação, e tendo o operador da rede de distribuição comparecido no intervalo acordado para a visita combinada, o operador da rede de distribuição tem direito à compensação nos termos estabelecidos no n.º 2 do Artigo 55.º.
- 8 - A compensação referida no número anterior é suportada pelo comercializador de último recurso ou comercializador, nos termos do Artigo 58.º
- 9 - O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações.
- 10 - Os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes podem solicitar o cancelamento ou o reagendamento de visitas combinadas desde que até às 17h00 do dia útil anterior, não havendo nestas situações direito a qualquer compensação.
- 11 - Para efeitos do número anterior, a solicitação de cancelamento ou de reagendamento deve ser feita por um canal que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte.

Artigo 48.º  
Assistência técnica

- 1 - Considera-se que ocorre uma assistência técnica quando, após uma comunicação de avaria, o operador da rede de distribuição se desloca à instalação do cliente.
- 2 - As assistências técnicas são avaliadas por um indicador individual, e respetivo padrão, que avalia o tempo de chegada do operador da rede de distribuição à instalação do cliente.
- 3 - A entidade que receba a comunicação de avaria deve informar o cliente sobre a atuação mais adequada à situação descrita, no sentido de, sendo possível, evitar a deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente.
- 4 - Caso seja necessária a deslocação, a chegada à instalação do cliente deve ocorrer nos seguintes prazos, após comunicação ao operador da rede de distribuição:
  - a) 3 horas, para clientes prioritários.
  - b) 4 horas, para os restantes clientes.
- 5 - Nos casos em que as comunicações de avaria de clientes em baixa tensão ocorram fora do período das 8h00 às 24h00, a contagem dos prazos inicia-se às 8h00 do dia seguinte.
- 6 - O incumprimento por parte do operador da rede de distribuição dos prazos referidos no n.º 4 confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no Artigo 52.º.
- 7 - Caso se verifique que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente ou na alimentação individual da instalação de utilização, e a mesma não é da responsabilidade do operador da rede de distribuição, o operador da rede de distribuição tem direito à compensação prevista no n.º 3 do Artigo 55.º.
- 8 - A compensação referida no número anterior é suportada pelo comercializador de último recurso ou comercializador, nos termos do Artigo 58.º
- 9 - Para efeitos do presente artigo, considera-se que a alimentação individual da instalação de utilização do cliente consiste na infraestrutura por onde transita em exclusivo a energia elétrica consumida pelo cliente e que termina na origem da instalação de utilização, nos termos da regulamentação técnica.

Artigo 49.º  
Frequência da leitura de equipamentos de medição

- 1 - A frequência da leitura dos equipamentos de medição é avaliada por um indicador geral e respetivo padrão.



- 2 - O indicador geral relativo à frequência de leitura dos equipamentos de medição é calculado pelo quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras.
- 3 - O indicador previsto no n.º 2 aplica-se a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da sua acessibilidade, e considera quer as leituras efetuadas diretamente pelo operador da rede de distribuição quer as leituras comunicadas ao operador da rede de distribuição pelos clientes.
- 4 - Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem garantir que o valor anual do indicador referido no n.º 2 é igual ou superior ao padrão publicado pela ERSE.
- 5 - Para efeitos de cálculo do indicador previsto no n.º 2 todas as leituras realizadas no período são consideradas no cálculo do indicador, independentemente da leitura anterior ter ou não ocorrido nesse período.

#### Artigo 50.º

##### Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

- 1 - A diligência dos operadores das redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso ou dos comercializadores no restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente é avaliada por um indicador individual e respetivo padrão.
- 2 - O indicador individual avalia o tempo necessário para que, após sanada a situação que conduziu à interrupção, o fornecimento seja restabelecido.
- 3 - Nas situações de interrupção por falta de pagamento, considera-se sanada a situação após boa cobrança dos montantes em dívida.
- 4 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem garantir que o restabelecimento ocorre nos seguintes prazos máximos:
  - a) Doze horas para clientes BTN.
  - b) Oito horas para os restantes clientes.
  - c) Quatro horas caso o cliente pague o preço adicional para restabelecimento urgente fixado nos termos do RRC.
- 5 - O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar o serviço de restabelecimento do fornecimento, incluindo a modalidade de restabelecimento urgente, nos seguintes horários, sem prejuízo de poderem ser estabelecidos pela empresa outros regimes mais favoráveis para o cliente:
  - a) Clientes BT - dias úteis, entre as 08h00 e as 24h00.
  - b) Restantes clientes – todos os dias, entre as 08h00 e as 24h00.
- 6 - A contagem dos prazos referidos no n.º 4 suspende-se entre as 24h00 e as 08h00.
- 7 - O incumprimento dos prazos indicados, por facto não imputável ao cliente, confere ao cliente o direito de compensação nos termos estabelecidos no Artigo 52.º.
- 8 - Os prazos referidos no n.º 4 - não se aplicam nas situações em que o restabelecimento do fornecimento não envolva ações simples por parte do operador da rede de distribuição, tais como a religação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna.

#### Artigo 51.º

##### Mudança de comercializador

- 1 - O desempenho dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores relativamente à mudança de comercializador é avaliado por indicadores gerais relativos ao tempo médio dos processos de mudança efetivamente concretizados.
- 2 - Os indicadores gerais referidos no número anterior são calculados do seguinte modo:
  - a) Tempo médio sem data preferencial – quociente entre a soma dos tempos de mudança nas situações em que não foi estabelecida data preferencial de mudança, num determinado período, e o número total de situações sem data preferencial, no mesmo período.

- b) Tempo médio com data preferencial – quociente entre a soma dos tempos de mudança nas situações em que foi estabelecida data preferencial de mudança, num determinado período, e o número total de situações com data preferencial, no mesmo período.
- 3 - Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se tempo de mudança o tempo que decorre entre a celebração do contrato de fornecimento entre o cliente e o comercializador e a data de mudança ou a data preferencial de mudança, conforme aplicável.
- 4 - Excluem-se do cálculo deste indicador as ativações de fornecimento, nos termos do Artigo 46.º.
- 5 - A data de mudança e a data preferencial de mudança são definidas nos Procedimentos e Prazos de Mudança de Comercializador, previstos no RRC.

## Capítulo VI

### Compensações por incumprimento de padrões individuais

#### Artigo 52.º

##### Direito de compensação dos clientes

- 1 - O incumprimento pelos operadores das redes, pelos comercializadores de último recurso ou pelos comercializadores de padrões individuais de qualidade de serviço, confere ao cliente o direito de compensação, nas seguintes matérias, quando aplicável:
- a) Interrupções, conforme Artigo 25.º.
- b) Resposta a reclamações, conforme Artigo 41.º.
- c) Visitas combinadas, conforme Artigo 47.º.
- d) Assistência técnica a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes, conforme Artigo 48.º.
- e) Leitura de equipamentos de medição, conforme Artigo 49.º.
- f) Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, conforme Artigo 50.º.
- 2 - A apresentação sucessiva de reclamações sobre o mesmo facto só pode ter efeitos cumulativos, para efeitos de pagamento de compensações, desde que tenham sido ultrapassados os prazos para resposta às reclamações anteriormente apresentadas, nos termos estabelecidos no Artigo 41.º, no Artigo 42.º, no Artigo 43.º e no Artigo 44.º, conforme aplicável.
- 3 - A mudança de comercializador não prejudica o direito dos clientes à compensação.

#### Artigo 53.º

##### Compensações e proveitos das atividades reguladas

- 1 - O cálculo dos montantes associados aos pagamentos das compensações está sujeito à verificação obrigatória por parte das auditorias estabelecidas no Artigo 68.º.
- 2 - Nas auditorias efetuadas anualmente às contas reguladas dos operadores de rede e comercializadores de último recurso, no âmbito do Regulamento Tarifário, deverão ser identificados os montantes das compensações pagas aos consumidores para que os mesmos não sejam considerados para efeitos de apuramento anual de proveitos permitidos das atividades reguladas.

#### Artigo 54.º

##### Valor das compensações relativas à continuidade de serviço

- 1 - O valor das compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço referidos no Artigo 25.º é calculado nos termos dos números seguintes.
- 2 - Quando se ultrapasse o número de interrupções, o valor da compensação ( $CN_n$ ) é calculado da seguinte forma:

$$CN_n = [(NI - NIP)] \times FC_n$$

em que:

$CN_n$  é o valor da compensação, no ano  $n$ , em euros.

NI é o número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, no PdE a clientes, reportado ao ano  $n$ .

NIP é o padrão individual do número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.

$FC_n$  é o valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano  $n$ , em euros.

3 - Os valores de  $FC_n$  são publicados por Diretiva da ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:

$$FC_{n+1} = FC_n \times [1 + (IPC/100)]$$

em que:

$FC_{n+1}$  é o valor unitário de compensação do número de interrupções a utilizar no ano  $n+1$ .

$FC_n$  é o valor unitário de compensação do número de interrupções do ano  $n$ .

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho do ano  $n$ , em percentagem, publicada pelo INE.

4 - Quando se ultrapasse a duração total das interrupções, o valor da compensação ( $CD_n$ ) é calculado da seguinte forma:

$$CD_n = [(DI - DIP)] \times PC_n \times KC_n$$

em que:

$CD_n$  é o valor da compensação, no ano  $n$ , em euros.

DI é a duração total, em horas, das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, no PdE a clientes, reportada ao ano  $n$ .

DIP é o padrão individual, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais.

$PC_n$  é o valor médio da potência contratada durante o ano  $n$ , em kW.

$KC_n$  é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano  $n$ , em €/kWh.

5 - Os valores de  $KC_n$  são publicados por Diretiva da ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:

$$KC_{n+1} = KC_n \times [1 + (IPC/100)]$$

em que:

$KC_{n+1}$  é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano  $n+1$ .

$KC_n$  é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano  $n$ .

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em Junho do ano  $n$  em percentagem, publicada pelo INE.

6 - Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões individuais de continuidade de serviço indicados no n.º 2 e no n.º 4 do presente artigo, será paga a compensação de valor mais elevado.

- 7 - Sempre que haja celebração de novo contrato com alteração do cliente, o cálculo das compensações será efetuado a partir da data do novo contrato.
- 8 - O montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 100% do montante pago pelo cliente no ano anterior pela respetiva tarifa de acesso das redes.

#### Artigo 55.º

##### Valor das compensações de qualidade de serviço comercial

- 1 - O valor das compensações previstas nas alíneas b), c), d), e), e f) do n.º 1 do Artigo 52.º é o seguinte:
  - a) Montante acordado contratualmente com o cliente, nas situações de incumprimento pelos comercializadores do prazo de resposta a reclamações.
  - b) Valor a publicar por Diretiva da ERSE para as restantes situações.
- 2 - Os operadores das redes de distribuição têm direito a uma compensação de valor igual ao indicado na alínea b) do número anterior, sempre que os clientes não estejam presentes nas instalações nos intervalos acordados para o efeito, nos termos do n.º 7 do Artigo 47.º.
- 3 - Os operadores das redes de distribuição têm direito a uma compensação de valor igual a metade do valor indicado na alínea b) do n.º 1, sempre que as assistências técnicas tenham origem em avarias situadas nas instalações de utilização dos clientes ou nas instalações de utilização coletiva que alimentam as instalações de utilização, nos termos do n.º 7 do Artigo 48.º

#### Artigo 56.º

##### Pagamento de compensações de qualidade comercial ao cliente

- 1 - Quando houver lugar ao pagamento de compensações aos clientes previstas nas alíneas b), c), d), e), e f) do n.º 1 do Artigo 52.º, a informação do direito de compensação e o respetivo pagamento devem ser efetuados, o mais tardar, na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.
- 2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador ou o comercializador de último recurso deve comunicar essa informação ao seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.
- 3 - Nas situações em que a compensação se deve a um incumprimento por parte do operador de rede de distribuição, o comercializador ou o comercializador de último recurso têm direito de regresso sobre esse operador de rede de distribuição.
- 4 - O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.

#### Artigo 57.º

##### Pagamento das compensações de continuidade de serviço ao cliente

- 1 - Sempre que houver lugar ao pagamento de uma compensação por incumprimento de padrão de continuidade de serviço, o comercializador de último recurso ou o comercializador devem informar o seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação, sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente, nos termos previstos nos números seguintes.
- 2 - Para efeitos do número anterior, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efetuados no primeiro trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.
- 3 - Para os clientes afetados por um evento excecional, o pagamento referido no número anterior pode ser efetuado até 90 dias após a decisão da ERSE, quando essa decisão se verifique no ano civil seguinte ao da ocorrência do incidente.
- 4 - Sempre que o montante das compensações individuais a pagar seja inferior a 0,50 €, deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço.

## Artigo 58.º

## Pagamento de compensações de qualidade comercial aos operadores das redes

- 1 - O comercializador ou o comercializador de último recurso deve assegurar o pagamento das compensações previstas no n.º 2 e no n.º 3 do Artigo 55.º ao operador da rede à qual está ligada a instalação do cliente.
- 2 - O pagamento das compensações referidas no número anterior é efetuado pelos clientes ao respetivo comercializador ou comercializador de último recurso, sem prejuízo do disposto no número seguinte.
- 3 - O comercializador pode optar por não cobrar o respetivo valor aos seus clientes, sem prejuízo do disposto no n.º 1.

## Artigo 59.º

## Direito de regresso do comercializador pelo operador da rede

- 1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso têm direito de regresso pelos operadores das redes do valor das compensações, de natureza técnica e comercial, pagas ao seus clientes que resultem de incumprimentos da responsabilidade do operador da rede.
- 2 - O direito de regresso referido no número anterior é efetuado por acordo entre as partes, nos termos do contrato de uso das redes.

## Artigo 60.º

## Direito de regresso entre operadores das redes e produtores

- 1 - Para efeitos do exercício do direito de regresso relativo ao pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais de continuidade serviço, nos PdE do operador da RNT ao operador da RND 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, o número e a duração acumulada das interrupções acidentais longas ao operador da RND, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, não devem exceder, por ano e por cliente, os valores dos respetivos padrões publicados por Diretiva da ERSE.
- 2 - Nos PdE do operador da RNT ao operador da RND não abrangidos no número anterior, para os mesmos efeitos, o número e a duração acumulada das interrupções acidentais longas ao operador da RND, com exceção das interrupções resultantes de eventos excecionais, não devem exceder, por ano e por cliente, os valores dos respetivos padrões publicados por Diretiva da ERSE.
- 3 - Para efeitos do exercício do direito de regresso entre operadores de redes, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 54.º deve ser repartida entre o operador da RNT e o operador da RND de modo proporcional ao número ou à duração das interrupções, originadas em cada uma das redes, acima dos limites fixados no número anterior.
- 4 - Os PdE do operador da RNT ao operador da RND referidos no n.º 1, bem como o método de cálculo da parcela do tempo total de interrupção imputável ao operador da RNT, são definidos no contrato de vinculação estabelecido entre estas entidades e revisto anualmente.
- 5 - Em Portugal continental, para efeitos do exercício do direito de regresso entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição em BT, a responsabilidade pelas compensações calculadas de acordo com o Artigo 54.º é determinada com base numa regra de proporcionalidade, em função da origem da interrupção e da totalidade do número ou da duração das interrupções ocorridas por ano e por cliente.
- 6 - No caso da RAA e da RAM, a repartição referida no número anterior deverá ser também aplicada entre os respetivos operadores das redes e os produtores.

## Artigo 61.º

## Situações de exclusão do pagamento de compensações

- 1 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores não estão obrigados ao pagamento de compensações nas seguintes situações, desde que devidamente comprovadas:
  - a) Eventos excecionais, nos termos do Artigo 8.º.
  - b) Impossibilidade de aceder à instalação do cliente, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade.

- c) Não disponibilização pelo cliente da informação indispensável ao tratamento das reclamações.
- d) Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações.
- e) Instalações de utilização eventuais.
- f) Outras situações em que os clientes afetados não diligenciem no sentido de permitir ao prestador de serviço o desenvolvimento das ações necessárias ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço.

2 - Para efeitos do disposto na alínea b) do número anterior, caso não seja possível aceder à instalação do cliente, após tentativa de contacto com o cliente deve ser deixado um aviso escrito, nomeadamente com a indicação da hora em que foi tentada a visita às instalações do cliente.

## Capítulo VII

### Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários

#### Artigo 62.º

##### Clientes com necessidades especiais

- 1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes com necessidades especiais:
- a) Clientes com limitações no domínio da visão - cegueira total ou hipovisão.
  - b) Clientes com limitações no domínio da audição – surdez total ou hipoacusia.
  - c) Clientes com limitações no domínio da comunicação oral.
  - d) 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 nas condições da alínea anterior.
- 2 - Sem prejuízo dos direitos consignados nesta secção, os clientes com necessidades especiais devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.

#### Artigo 63.º

##### Clientes prioritários

- 1 - Para efeitos do presente regulamento, consideram-se clientes prioritários aqueles que prestam serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento de energia elétrica causa graves alterações à sua atividade, nomeadamente:
- a) Estabelecimentos hospitalares, centros de saúde ou entidades que prestem serviços equiparados.
  - b) Forças de segurança e instalações de segurança nacional.
  - c) Bombeiros.
  - d) Proteção civil.
  - e) Clientes que se encontrem nas condições das alíneas d) e e) do artigo anterior.
  - f) Equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo.
  - g) Instalações penitenciárias.
- 2 - Estão excluídas todas as instalações que, pertencendo aos clientes prioritários, não sirvam os fins que justificam o seu carácter prioritário.
- 3 - Sem prejuízo dos direitos consignados nesta secção, os clientes prioritários devem tomar medidas de precaução adequadas à sua situação, nomeadamente no que se refere a sistemas de alimentação de socorro ou de emergência.

## Artigo 64.º

## Registo dos clientes com necessidades especiais

- 1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes com necessidades especiais.
- 2 - A solicitação de registo como cliente com necessidades especiais é voluntária e da exclusiva responsabilidade do cliente.
- 3 - No caso de incapacidade temporária, o registo como cliente com necessidades especiais tem a validade de um ano, devendo ser renovado caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.
- 4 - A solicitação do registo é efetuada junto do comercializador de último recurso ou comercializador com o qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento.
- 5 - O comercializador de último recurso ou o comercializador pode solicitar ao cliente documentos comprovativos da situação invocada.
- 6 - O comercializador de último recurso ou o comercializador deve comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores das redes de distribuição.

## Artigo 65.º

## Registo dos clientes prioritários

- 1 - Os operadores das redes de distribuição ficam obrigados a manter atualizado um registo dos clientes prioritários.
- 2 - Sem prejuízo de solicitações dos clientes junto dos comercializadores ou dos comercializadores de último recurso, cabe aos operadores das redes de distribuição a identificação dos clientes prioritários.
- 3 - O comercializador de último recurso ou o comercializador deve comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores das redes de distribuição.

## Artigo 66.º

## Deveres para com os clientes com necessidades especiais

Os comercializadores de último recurso ou os comercializadores têm o dever de adotar medidas adequadas às especificidades dos clientes com necessidades especiais, tendo em vista garantir o direito à informação e a um relacionamento comercial de qualidade.

## Artigo 67.º

## Deveres para com os clientes prioritários

- 1 - Os operadores das redes devem garantir que os clientes prioritários são informados individualmente, diretamente ou através dos respetivos comercializadores de último recurso ou comercializadores, sobre as interrupções de fornecimento que sejam objeto de pré-aviso, com a antecedência mínima estabelecida no RRC.
- 2 - Os operadores das redes devem restabelecer prioritariamente o fornecimento de energia elétrica aos clientes prioritários, no caso de interrupções não imputáveis ao cliente ou de avarias na alimentação individual da instalação de utilização do cliente.
- 3 - Para efeitos dos números anteriores, o cliente deve acordar com o seu comercializador de último recurso ou comercializador um meio de comunicação adequado.

## Capítulo VIII

### Auditorias

#### Artigo 68.º

##### Realização de auditorias relativas à qualidade de serviço

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem promover a realização de auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço e de avaliação dos procedimentos e sistemas de:

- a) Recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço.
- b) Tratamento e agregação da informação para obtenção dos valores dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço previstos no presente regulamento e que lhes sejam aplicáveis, incluindo as metodologias e os critérios utilizados.
- c) Validação da informação de qualidade de serviço enviada à ERSE e publicada.
- d) Disponibilização e armazenamento da informação de qualidade de serviço.

2 - As auditorias referidas no ponto anterior incluem os procedimentos e sistemas que visem dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho, relativo ao atendimento telefónico, quando aplicável.

3 - As auditorias devem ser executadas por entidades independentes e externas às empresas.

4 - Entre quaisquer duas auditorias consecutivas à mesma entidade não devem decorrer mais de dois anos.

5 - Os procedimentos da auditoria, da sua contratação, da seleção da entidade auditora e da sua realização decorrem nos moldes estabelecidos no Artigo 87.º.

6 - O relatório de auditoria deve conter, nomeadamente:

- a) A identificação do âmbito da auditoria, incluindo os procedimentos e os sistemas auditados, bem como o período em análise.
- b) A descrição da metodologia utilizada na auditoria.
- c) Os resultados da auditoria, incluindo observações e não conformidades, bem como os elementos que suportam esses resultados.
- d) Caso tenham sido produzidas observações ou identificadas situações de não conformidade, a análise e avaliação dos respetivos impactos no cumprimento das disposições regulamentares e no desempenho da qualidade de serviço.

7 - Sempre que do relatório de auditoria constem observações ou sejam identificadas não conformidades, a entidade auditada deve enviar à ERSE, conjuntamente com o relatório de auditoria, informação adicional relativamente a:

- a) Análise da empresa relativa às situações de não conformidade e observações constantes do relatório de auditoria, incluindo razões de eventual não concordância com as mesmas.
- b) Atividades a desenvolver de forma a solucionar as situações de não conformidade e as observações, bem como as datas previstas para a sua implementação e a avaliação do seu impacto no cumprimento das disposições regulamentares e no desempenho da qualidade de serviço.

8 - A entidade auditada deve enviar à ERSE, conjuntamente com o relatório de auditoria, uma síntese da auditoria, que deverá ser publicada pela entidade auditada.

#### Artigo 69.º

##### Grupo de acompanhamento do RQS

1 - É constituído o grupo de acompanhamento do RQS cujo objetivo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.

2 - O grupo de acompanhamento do RQS é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, em Portugal continental, da DREN da RAA, da DRCIE da RAM, dos



operadores das redes, dos comercializadores de último recurso, dos comercializadores, das associações de consumidores e especialistas nos domínios da qualidade de serviço e outros convidados pela ERSE.

3 - As reuniões do grupo de acompanhamento do RQS são convocadas pela ERSE sempre que considerado necessário.

## Capítulo IX

### Informação à ERSE, relatórios de qualidade de serviço e avaliação da satisfação dos clientes

#### Secção I

#### Informação à ERSE

##### Artigo 70.º

##### Recolha e registo de informação

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.

2 - As entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento.

##### Artigo 71.º

##### Envio de informação à ERSE

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores estão obrigados a enviar à ERSE, trimestralmente e anualmente, a informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento do regulamento, incluindo toda a informação que permita o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e compensações associadas previstas

2 - O conteúdo mínimo da informação referida no número anterior relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica é detalhado no Procedimento n.º 12 do MPQS.

3 - Os operadores das redes de distribuição devem enviar anualmente à ERSE o número de leituras de contadores de clientes em BTN por intervalo de leituras consecutivas, expresso em dias.

4 - Sem prejuízo de outros prazos estabelecidos no MPQS, os prazos para envio à ERSE da informação de qualidade de serviço de natureza comercial, são os seguintes:

a) Informação relativa ao primeiro, segundo e terceiro trimestres: 45 dias após o fim do trimestre respetivo.

b) Informação relativa ao quarto trimestre e ao ano civil: 60 dias após o fim do quarto trimestre.

5 - Sem prejuízo de outros prazos estabelecidos no MPQS, os prazos para envio à ERSE da informação trimestral e anual relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica são definidos por Diretiva da ERSE.

6 - Sempre que haja necessidade de correções de informação, estas devem ser enviadas à ERSE com identificação inequívoca dos valores alterados e justificação da sua alteração.

7 - Salvo indicação em contrário, toda a informação a enviar à ERSE deve ser apresentada em formato eletrónico.

8 - A informação referida no n.º 1 deve ser suficiente para dar cumprimento à obrigação prevista no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, no que respeita ao relatório sobre reclamações a apresentar à ERSE pelas empresas.

**Secção II**  
**Relatórios de Qualidade de Serviço**

Artigo 72.º

Elaboração de relatórios da qualidade de serviço das empresas

Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem elaborar anualmente relatórios da qualidade de serviço.

Artigo 73.º

Conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço das empresas

1 - Os relatórios da qualidade de serviço relativos às redes de transporte devem incluir, nomeadamente, informação sobre as seguintes matérias:

- a) Evolução e cumprimento dos indicadores gerais aplicáveis.
- b) Número e montante total das compensações pagas por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço no ano a que respeita o relatório.
- c) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica.
- d) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes ocorridos nas suas redes, com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica.
- e) Número de reclamações apresentadas, discriminado por temas.
- f) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.
- g) Resultados das auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.

2 - Os relatórios da qualidade de serviço relativos às redes de distribuição, dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores devem incluir informação, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhes sejam aplicáveis:

- a) Evolução e cumprimento dos indicadores gerais e indicadores individuais aplicáveis.
- b) Resultados da aplicação do plano de monitorização da qualidade da energia elétrica.
- c) Número e montante das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais, discriminados por indicador.
- d) Número e montante das compensações pagas aos operadores das redes de distribuição em resultado dos incumprimentos dos clientes, discriminados por indicador.
- e) Número de reclamações apresentadas, discriminado por temas.
- f) Número de clientes prioritários e clientes com necessidades especiais registados e iniciativas realizadas para melhorar a qualidade do relacionamento com estes clientes.
- g) Descrição das ações mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço.
- h) Caracterização quantitativa e qualitativa dos incidentes mais significativos, com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica.
- i) Resultados das auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço.

3 - A informação referida no n.º 2 deve ser discriminada por concelho, por zona de qualidade de serviço e por nível de tensão, para as matérias relativas à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica.

4 - A informação discriminada por concelho referida no ponto anterior, em alternativa, poderá ser publicada na página da internet dos operadores das redes.

5 - No caso da RAA e da RAM, os operadores das redes devem elaborar apenas um relatório da qualidade de serviço, para as respetivas redes de transporte e de distribuição.

6 - Os relatórios da qualidade de serviço devem incluir uma análise qualitativa da qual deve constar, nomeadamente, a justificação dos valores apresentados e a identificação dos fatores que influenciaram esses resultados.

7 - Os relatórios da qualidade de serviço devem ser adaptados ao público a que se destina a informação.

#### Artigo 74.º

##### Publicação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem, até 15 de maio, publicar na sua página de internet o relatório da qualidade de serviço relativo ao ano anterior e enviar um exemplar à ERSE, à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, bem como à DREN da RAA e à DRCIE da RAM.

2 - O disposto no artigo anterior não obsta a que os comercializadores de último recurso e os operadores das redes de distribuição com menos de 100 000 clientes e que pertençam ao mesmo grupo económico possam publicar conjuntamente os seus relatórios da qualidade de serviço desde que a informação seja discriminada por empresa e de forma a dar cumprimento ao estipulado no presente regulamento.

#### Artigo 75.º

##### Relatório da qualidade de serviço da ERSE

A ERSE publica até 15 de outubro um relatório da qualidade de serviço, o qual deve caracterizar e avaliar a qualidade de serviço das atividades de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica.

### Secção III

#### Avaliação da satisfação dos clientes

#### Artigo 76.º

##### Avaliação da satisfação dos clientes

1 - A ERSE realiza estudos, inquéritos ou outras ações destinados à avaliação da satisfação dos clientes de energia elétrica relativamente à qualidade de serviço.

2 - A ERSE elabora e publica na sua página na Internet um relatório de identificação dos trabalhos desenvolvidos e respetivos resultados.

3 - O relatório referido no número anterior deve ser divulgado pelos operadores das redes de transporte, distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores através dos meios de informação e atendimento disponibilizados aos seus clientes.

### Capítulo X

#### Resolução de conflitos

#### Artigo 77.º

##### Disposições gerais

1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2 - Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e os comercializadores são obrigados a manter um registo atualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.

3 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

4 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

5 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.

#### Artigo 78.º

##### Arbitragem voluntária

1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do SEN podem propor aos seus clientes a inclusão no respetivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

#### Artigo 79.º

##### Arbitragem necessária

Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem necessária quando, por opção expressa dos clientes domésticos, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizado, nos termos do disposto na lei dos serviços públicos essenciais.

#### Artigo 80.º

##### Mediação e conciliação de conflitos

1 - A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.

2 - A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.

### Capítulo XI

#### Disposições finais e transitórias

#### Artigo 81.º

##### Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

#### Artigo 82.º

##### Forma dos atos da ERSE

1 - Os atos da ERSE com efeitos e abrangência externos assumem a forma de regulamento, diretiva, recomendação e parecer.

2 - A deliberação da ERSE que aprova o presente regulamento reveste a forma de regulamento.

3 - A deliberação da ERSE que aprova o MPQS e restantes decisões da ERSE previstas no presente regulamento reveste a forma de diretiva.

4 - As recomendações da ERSE e os pareceres interpretativos da ERSE, previstos no Artigo 83.º e no Artigo 84.º revestem, respetivamente, a forma de recomendação e a forma de parecer.

#### Artigo 83.º

##### Pareceres interpretativos da ERSE

- 1 - As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.
- 2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.
- 3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas, sempre que aplicável, tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.
- 4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

#### Artigo 84.º

##### Recomendações da ERSE

- 1 - Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações aos operadores das redes de transporte, aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas à proteção dos direitos dos consumidores.
- 2 - As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores e comercializadores visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.
- 3 - As entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.

#### Artigo 85.º

##### Protocolos entre a ERSE e as entidades territorialmente competentes por matérias de natureza técnica

Os diferentes níveis de colaboração entre a ERSE, a DGEG, os serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica em Portugal continental, a DREN da RAA e a DRCIE da RAM, serão formalizados através de protocolo a celebrar com cada uma destas entidades.

#### Artigo 86.º

##### Parâmetros dos mecanismos de incentivo à melhoria da continuidade de serviço e ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

Para o ano de 2014, os valores dos parâmetros do Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, previsto no Artigo 22.º, e do Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, previsto no Artigo 23.º, são estabelecidos na Diretiva que aprova o RQS.

#### Artigo 87.º

##### Fiscalização da aplicação do regulamento

- 1 - A fiscalização da aplicação do presente regulamento integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.
- 2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias nos termos do presente regulamento e legislação em vigor.

Artigo 88.º

Regime sancionatório

1 - A inobservância das disposições estabelecidas no presente regulamento está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando, designadamente, o disposto no artigo 28.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Artigo 89.º

Aplicação no tempo

As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

Artigo 90.º

Plano de implementação do envio de informação à ERSE

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem submeter à aprovação da ERSE, até 30 dias após a publicação do presente regulamento, um plano de implementação das alterações a introduzir nos respetivos sistemas de gestão de informação decorrentes das obrigações de reporte de informação previstas no Artigo 71.º.

2 - O plano mencionado no número anterior deve garantir que as alterações permitem que as obrigações previstas no Artigo 71.º sejam cumpridas até ao final do segundo trimestre de 2014.

Artigo 91.º

Entrada em vigor

O presente regulamento entra em vigor no dia 1 de janeiro de 2014.

Anexo II - Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico

## PARTE I – DISPOSIÇÕES GERAIS

### 1 OBJETO

O Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço estabelece os procedimentos relativos a:

- a) Classificação de zonas de qualidade de serviço;
- b) Registo e classificação das interrupções de fornecimento;
- c) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;
- d) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto;
- e) Classificação de eventos excecionais;
- f) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço;
- g) Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT;
- h) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;
- i) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;
- j) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;
- k) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;
- l) Envio de informação à ERSE;
- m) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

A ERSE pode proceder à alteração do MPQS, por sua iniciativa ou mediante proposta das entidades a quem este manual se aplica.

A alteração referida anteriormente pode ser realizada para cada um dos procedimentos referidos.

A divulgação do MPQS processa-se nos termos do RQS.

### 2 SIGLAS E DEFINIÇÕES

#### 2.1 SIGLAS

No presente Manual de Procedimentos são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- b) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);
- c) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- d) END – Energia Não Distribuída (rede MT);
- e) ENF – Energia Não Fornecida;
- f) MAIFI – Frequência média das interrupções breves do sistema;
- g) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);

- h) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- i) RAA – Região Autónoma dos Açores;
- j) RAM – Região Autónoma da Madeira;
- k) DREn – Direção Regional de Energia da Região Autónoma dos Açores;
- l) DRCIE – Direção Regional de Comércio, Indústria e Energia da Região Autónoma da Madeira;
- m) NUTS III – Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III;
- n) PdE – Ponto de Entrega;
- o) PT – Posto de Transformação de MT/BT;
- p) PTC – PT propriedade de um cliente;
- q) PTD – PT propriedade do operador da rede de distribuição;
- r) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental;
- s) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- t) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço;
- u) RT – Rede de Transporte;
- v) SAIDI – Duração média das interrupções longas do sistema;
- w) SAIFI – Frequência média das interrupções longas do sistema;
- x) SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema;
- y) TIE – Tempo de interrupção equivalente;
- z) TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT;
- aa)  $U_c$  – Tensão de alimentação declarada;
- bb)  $U_n$  – Tensão nominal.

## 2.2 DEFINIÇÕES

- a) Capacidade de absorção (de tremulação “*flicke*”, de harmónicas e de desequilíbrio) – máxima potência aparente contratada de um conjunto de instalações que é possível ligar a um ponto de interligação por forma a que não sejam ultrapassados os níveis de planeamento para cada uma das perturbações na onda de tensão.
- b) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha ou a uma rede.
- c) Casos fortuitos ou de força maior – definição de acordo com o Artigo 7º do RQS.
- d) Centro de Condução de uma rede – órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.
- e) Compatibilidade eletromagnética – aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente eletromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações eletromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontra nesse ambiente.
- f) Condução da rede – ações de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações elétricas asseguradas por um ou mais centros de condução.
- g) Consumidor direto da RNT – entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe diretamente energia elétrica da RNT para utilização própria.



- h) Contrato de ligação à RNT – contrato entre o utilizador da RNT e a concessionária da RNT relativo às condições de ligação: prazos, custo, critérios de partilha de meios e de encargos comuns de exploração, condições técnicas e de exploração particulares, normas específicas da instalação, procedimentos de segurança e ensaios específicos.
- i) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.
- j) Defeito (elétrico) – anomalia numa rede elétrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.
- k) Disparo – abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por atuação de um sistema ou órgão de proteção da rede, normalmente em consequência de um defeito elétrico.
- l) Emissão (eletromagnética) – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.
- m) Evento – Ver definição de ocorrência.
- n) Flutuação de tensão – série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.
- o) Impedância harmónica da rede – impedância medida entre cada fase e a terra num dado ponto numa rede, anulando todas as fontes de tensão dessa rede, quando se injetar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência fundamental  $f$  igual a 50 Hz com a sequência seguinte (“ $k$ ” é o número da fase e “ $h$ ” é a ordem da harmónica):

$$u_h(t) = \sqrt{2} U_{\text{hef}} \cos \left\{ h 2 \pi f \left[ t + (k-1) \frac{h}{3f} \right] + \alpha_h \right\} \quad \text{com } k = 1, 2 \text{ e } 3 \text{ e } h = 2 \dots 40$$

- p) Impedância inversa da rede – impedância medida entre cada fase e a terra num dado ponto numa rede, anulando todas as fontes de tensão dessa rede, quando se injetar nesse ponto um sistema de três tensões alternadas sinusoidais com uma frequência  $f$  igual a 50 Hz com a sequência seguinte:

$$u(t) = \sqrt{2} U_{\text{ef}} \cos \left\{ 2 \pi f \left[ t + (k-1) \frac{1}{3f} \right] + \alpha \right\} \quad \text{com } k = 1, 2 \text{ e } 3$$

- q) Imunidade (a uma perturbação) – aptidão dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação eletromagnética.
- r) Instalação (de utilização) – instalação elétrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia elétrica pela sua transformação noutra forma de energia.
- s) Interrupção de fornecimento ou de serviço – definição de acordo com o Artigo 15º do RQS.
- t) Limite de emissão (duma fonte de perturbação) – valor máximo admissível do nível de emissão.
- u) Limite de imunidade – valor mínimo requerido do nível de imunidade.
- v) Manobras – ações destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede elétrica, ou a satisfazer, a cada momento, o equilíbrio entre a produção e o consumo ou o programa acordado para o conjunto das interligações internacionais, ou ainda a regular os níveis de tensão ou a produção de energia reativa nos valores mais convenientes, bem como as ações destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação elétrica ou elemento dessa rede.
- w) Manutenção – combinação de ações técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação elétrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.
- x) Manutenção corretiva (reparação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas depois da deteção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação elétrica.

- y) Manutenção preventiva (conservação) – combinação de ações técnicas e administrativas realizadas com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação elétrica.
- z) Nível de compatibilidade (eletromagnética) – nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade eletromagnética.
- aa) Nível de emissão – nível de uma dada perturbação eletromagnética, emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido de uma maneira especificada.
- bb) Nível de imunidade – nível máximo de uma perturbação eletromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não suscetível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.
- cc) Nível de perturbação – nível de uma dada perturbação eletromagnética, medido de uma maneira especificada.
- dd) Nível de planeamento – objetivo de qualidade interno dos operadores das redes relativamente a uma perturbação na onda de tensão, mais exigente ou, no limite, igual ao respetivo nível de referência associado a um grau de probabilidade de ocorrência.
- ee) Nível de referência (de uma perturbação) – nível máximo recomendado para uma perturbação eletromagnética em determinados pontos de uma rede elétrica (normalmente, os pontos de entrega).
- ff) Nível (de uma quantidade) – valor de uma quantidade avaliada de uma maneira especificada.
- gg) Ocorrência (evento) – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.
- hh) Operação – ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.
- ii) Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.
- jj) Ponto injetor – subestação do operador da rede transporte a partir da qual é feita a alimentação elétrica de uma rede a 60 kV a ela ligada.
- kk) Ponto de interligação (de uma instalação elétrica à rede) – é o nó de uma rede do Sistema Elétrico Nacional (SEN) eletricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação elétrica.
- ll) Ponto de interligação dedicado – ponto de interligação da rede do SEN, ao qual não está, ou que se prevê que não possa vir a estar, interligada mais do que uma instalação elétrica.
- mm) Ponto de interligação partilhado – ponto de interligação da rede do SEN ao qual está, ou que se prevê que possa vir a estar, interligada mais do que uma instalação elétrica.
- nn) Posto elétrico (posto de uma rede elétrica) – parte de uma rede elétrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, a aparelhagem elétrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.
- oo) Potência de ligação de um produtor – máxima potência aparente emitida para a rede por um produtor no seu ponto de ligação à rede.
- pp) Potência instalada – somatório das potências nominais dos transformadores instalados num Posto de Transformação de serviço particular, ou num Posto de Transformação de serviço público.
- qq) Potência nominal – é a potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante, e em condições climáticas precisas.
- rr) Potência de recurso – valor da potência que pode ser utilizada em situação de emergência para alimentar de forma alternativa um conjunto de cargas.

- ss) Protocolo de Operação/Condução – conjunto de regras para articulação de práticas de operação das redes de transporte e distribuição estabelecido por comum acordo entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT.
- tt) Quotas disponíveis – diferença entre os níveis de planeamento das diferentes perturbações na onda de tensão (tremulação/“flicker”, harmónicas e desequilíbrio) e os valores existentes dessas perturbações num determinado ponto de interligação por propagação de pontos de interligação vizinhos.
- uu) Reposição de serviço – restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.
- vv) Severidade da tremulação – indicador da intensidade do desconforto provocado pela tremulação definida pelo método de medição UIE-CEI da tremulação e avaliada segundo os seguintes valores:
- Severidade de curta duração ( $P_{st}$ ) medida num período de dez minutos.
  - Severidade de longa duração ( $P_{lt}$ ) calculada sobre uma sequência de 12 valores de ( $P_{st}$ ) relativos a um intervalo de duas horas, segundo a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$$

- ww) Sistema de comando – conjunto de equipamentos utilizados na operação e condução de uma rede ou de uma instalação elétrica.
- xx) Sistema de controlo – conjunto de equipamentos utilizado na vigilância local ou à distância de uma rede ou de uma instalação elétrica.
- yy) Sistema de proteção – sistema utilizado na proteção de uma rede, instalação ou circuito, que permite detetar e isolar qualquer defeito elétrico, promovendo a abertura automática dos disjuntores estritamente necessários para esse fim.
- zz) Sobretensão (“swell”) – aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10 ms e 1 minuto.
- aaa) Sobretensão transitória – sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.
- bbb) Tempo convencionado de reposição – é o limite temporal considerado necessário à reposição da alimentação em energia elétrica pelo operador da rede de distribuição em AT e MT aos clientes contado a partir da reposição da tensão num determinado ponto de entrega do operador da rede de transporte que havia sido interrompido.
- ccc) Tempo de reposição de serviço – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de um defeito elétrico ou de uma interrupção na alimentação.
- ddd) Tensão (de alimentação) declarada – tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o comercializador ou comercializador de último recurso e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ .
- eee) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava. O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.
- fff) Tensão harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. As tensões harmónicas podem ser avaliadas:
- Individualmente, segundo a sua amplitude relativa ( $U_h$ ) em relação à fundamental ( $U_1$ ), em que  $h$  representa a ordem da harmónica.

- Globalmente, pelo valor da distorção harmónica total (*DHT*) calculado pela expressão seguinte:

$$DHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

- ggg) Tensão inter-harmónica – tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências harmónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.
- hhh) Tensão nominal de uma rede – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.
- iii) Tremulação (“*flicker*”) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.
- jjj) Unidade Territorial Estatística de Portugal de nível III – Uma das 30 sub-regiões estatísticas de nível III (NUTS III) em que se divide o território português, de acordo com o Regulamento (CE) n.º 1059/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio, e do Decreto-Lei n.º 68/2008, de 14 de abril, entretanto alterado pelo Decreto-Lei n.º 85/2009, de 3 de abril, e pela Lei n.º 21/2010, de 23 de agosto.
- kkk) Variação de tensão – aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocada pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

## PARTE II – PROCEDIMENTOS

### PROCEDIMENTO N.º 1 CLASSIFICAÇÃO DE ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Este procedimento estabelece a classificação de zonas de qualidade de serviço prevista no Artigo 17.º do RQS.

Para efeitos de aplicação do RQS em Portugal continental e RAA, é definida a seguinte classificação de zonas de qualidade de serviço:

- 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, é definida a seguinte classificação de zonas de qualidade de serviço:

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

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

Em caso de dúvida, a delimitação das localidades será obtida junto das respetivas autarquias.

**PROCEDIMENTO N.º 2**  
**REGISTO E CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPTÕES DE FORNECIMENTO**

### **1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO**

Este procedimento estabelece as regras de registo e de classificação das interrupções de fornecimento a instalações, previstas no Artigo 20.º e no Artigo 24.º do RQS.

Considera-se que a instalação de um cliente está a ser fornecida a partir da data em que exista uma relação contratual válida e em vigor, independentemente do seu consumo efetivo de energia elétrica no momento da interrupção.

### **2 RECOLHA E REGISTO DE INFORMAÇÃO**

Os operadores das redes devem dispor de sistemas que permitam efetuar o registo e o tratamento da informação necessária ao registo e à classificação das interrupções.

Para o registo de uma interrupção de fornecimento deve ser recolhida informação que inclua todos os elementos necessários à sua classificação, devendo constar obrigatoriamente, entre outros e sempre que aplicável, os seguintes elementos:

- a) A identificação da instalação onde teve origem;
- b) A data e a hora de início e de fim da interrupção;
- c) A causa;
- d) Comprovativos das ações de comunicação ou divulgação prévias;
- e) Comprovativo da situação invocada, designadamente nas situações de facto imputável ao cliente.

Complementarmente, sempre que possível devem ser objeto de registo os seguintes elementos:

- a) Identificação dos elementos da rede e das fases afetadas;
- b) Comportamento dos sistemas de comando, controlo e proteção.

Os incidentes que provoquem interrupções de fornecimento deverão ser identificados mediante um código alfanumérico que permita diferenciá-lo dos demais.

A informação anteriormente referida deverá ser registada e conservada durante um período mínimo de cinco anos, numa aplicação informática.

O registo deverá ser auditável, garantir a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.

Eventuais correções dos dados registados para caracterização das interrupções deverão ser efetuadas por pessoas habilitadas e devidamente autorizadas, devendo ser garantida a rastreabilidade de todas as alterações efetuadas.

### **3 CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPTÕES**

O Artigo 16.º do RQS e o RRC definem os princípios gerais que permitem a classificação dos referidos diferentes tipos e causas das interrupções de fornecimento.

#### **4 REGISTO E DOCUMENTAÇÃO DE CASOS FORTUITOS E DE CASOS DE FORÇA MAIOR**

Os incidentes nas redes de transporte e de distribuição só podem ser registados como casos fortuitos ou como casos de força maior quando cumpram o estabelecido no Artigo 7.º do RQS e estejam claramente identificadas, justificadas e comprovadas as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade que os caracterizam.

Considera-se que um incidente tem condições de exterioridade quando a sua ocorrência é alheia à vontade, declarada ou tácita, ação ou omissão dos operadores das redes ou dos produtores.

Considera-se que um incidente tem condições de imprevisibilidade quando a sua ocorrência, à data de construção ou implementação das infraestruturas ou equipamentos afetados, os quais cumpriam as regras de segurança e as boas práticas exigíveis, é ou era inesperado, impossível de avaliar antecipadamente ou não se podia prever.

Considera-se que um incidente tem condições de irresistibilidade quando os seus efeitos sobre as infraestruturas ou equipamentos afetados não fossem razoavelmente contornáveis ou evitáveis pelos operadores das redes ou pelos produtores.

Não podem ser considerados casos fortuitos ou casos de força maior os seguintes incidentes:

- a) Os que não superem o limite exigido pelas boas práticas ou regras existentes à data do dimensionamento de determinada infraestrutura ou equipamento.
- b) As avarias nos sistemas informáticos ou mecânicos dos operadores das redes ou dos produtores não devidas a sabotagem.
- c) Os que se considerem habituais ou normais, em cada zona geográfica se aplicável, de acordo com os dados estatísticos disponíveis.

O registo dos incidentes classificados como casos fortuitos ou casos de força maior deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade em cuja infraestrutura ou equipamento incidiu ou teve origem o incidente.

A documentação referida no número anterior deve conter os elementos necessários para prova da ocorrência dos factos invocados e da responsabilidade dos intervenientes, em particular, e sempre que possível, documentos das entidades, autoridades ou organismos cuja competência é relevante para o incidente em causa.

Os elementos de prova pertencentes ao registo dos incidentes classificados como casos fortuitos ou casos de força maior devem conter a data, a hora e o local da sua recolha.

### **PROCEDIMENTO N.º 3 MÉTODO DE CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

#### **1 INTRODUÇÃO**

##### **1.1 OBJETO E ÂMBITO**

Este procedimento estabelece o método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, previstos no Artigo 20.º e no Artigo 24.º do RQS.

Para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superior a 3 minutos).

O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, sendo somente excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.

No caso da RAA e da RAM, o cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções, quer tenham origem no sistema electroprodutor, quer tenham origem nas próprias redes de transporte e de distribuição, devendo ser calculados igualmente os valores dos indicadores discriminados por interrupções com origem no sistema electroprodutor e com origem exclusivamente nas redes de transporte e de distribuição.

Por outro lado, os incidentes ocorridos nas instalações dos clientes são considerados para efeito de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do operador de rede de distribuição.

Por sua vez, são considerados como interrompidos todos os clientes ligados a um troço da rede BT afetados por uma interrupção nas três fases da alimentação. Nos incidentes com origem na rede BT e em que só uma ou duas fases tiverem sido interrompidas quantificam-se apenas as interrupções dos clientes que reclamarem.

Os diferentes operadores das redes devem trocar entre si toda a informação necessária ao cálculo dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço.

## 1.2 VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS PADRÕES

Para efeitos de verificação do cumprimento do respetivo padrão de continuidade de serviço consideram-se todas as interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de ocorrências classificadas pela ERSE como eventos excecionais, ocorridas durante cada ano civil.

## 2 INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 2.1 CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS DAS REDES DE TRANSPORTE

Os indicadores gerais utilizados para determinar o desempenho da rede de transporte no que respeita à continuidade de serviço são os identificados e descritos nos pontos seguintes.

#### 2.1.1 ENF

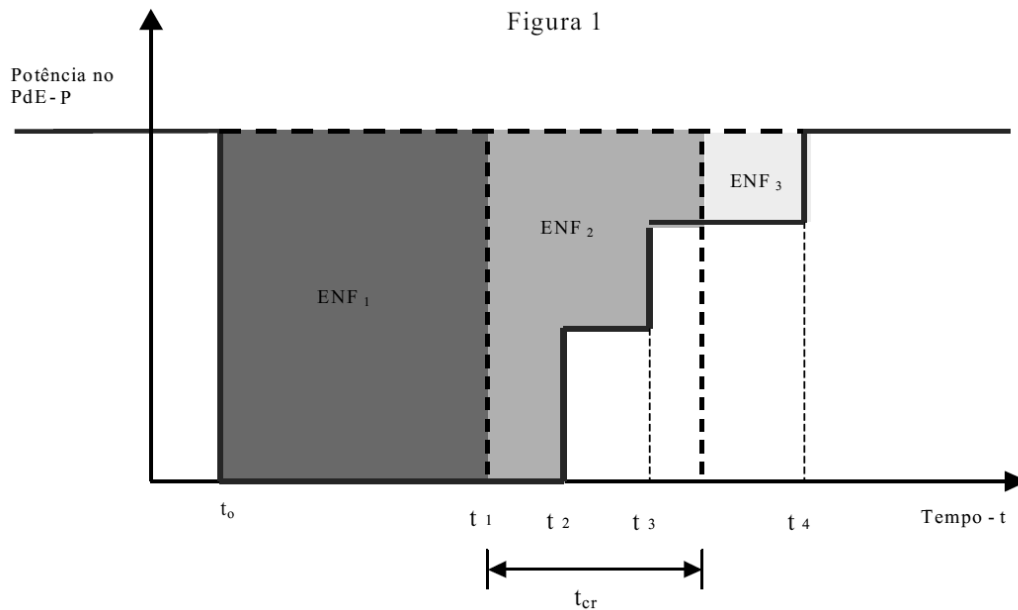
Energia não fornecida – Estimativa da energia não fornecida associada a interrupção de longa duração efetuada com base na potência cortada no início da interrupção e na respetiva duração.

Uma interrupção num PdE do operador da rede de transporte cessa quando a tensão é reposta nesse ponto, sem limitação de potência para a reposição dos consumos cortados. A esta fase corresponde uma primeira parcela de ENF, a  $ENF_1$ .

Contudo, a reposição do serviço junto dos clientes com instalações não ligadas diretamente ao PdE afetado do operador de rede de transporte não pode, por razões técnicas, ser feita instantaneamente. Há um acréscimo de duração da interrupção que depende, nomeadamente, do grau de automatização das subestações do operador de rede de distribuição em AT e MT e das particularidades das próprias redes. A ENF associada a esta fase pode ser subdividida em outras duas parcelas, em que a  $ENF_2$  corresponde à energia não fornecida associada a uma reposição do serviço dentro de determinados limites de tempo considerados normais (tempo convencionado de reposição) e a  $ENF_3$  corresponde à restante energia que se estima não ter sido fornecida.

Quando a reposição do serviço é feita escalonadamente no tempo e envolve a operação de múltiplos órgãos de corte a estimativa da ENF é feita através do somatório do produto dos vários escalões de potência de reposição pelas respetivas durações de interrupção.

Na Figura 1 ilustra-se esquematicamente o modo de cálculo das diferentes parcelas de ENF numa interrupção com reposição escalonada do serviço.



em que:

$t_0$  – início da interrupção.

$t_1$  – reposição da tensão no PdE pelo operador da rede de transporte.

$t_2$  a  $t_4$  – reposição escalonada da alimentação dos consumos.

$t_{cr}$  – tempo convencionado de reposição pelo operador de rede de distribuição em AT e MT.

$ENF_1$  – parcela da ENF correspondente ao intervalo de tempo que decorre entre o início da interrupção e a reposição da tensão nesse PdE; esta energia e o correspondente tempo de interrupção são diretamente imputáveis ao operador da rede de transporte e são os utilizados no cálculo dos diversos indicadores de continuidade de serviço.

$ENF_2$  – parcela da ENF correspondente ao intervalo de tempo necessário à reposição do serviço nas redes de distribuição, após a colocação em tensão do PdE pelo operador da rede de transporte; este intervalo de tempo está sujeito a limites máximos acordados entre o operador da rede de transporte e o operador de rede de distribuição em AT e MT (tempo convencionado de reposição), sendo esta parcela indiretamente imputável ao operador da rede de transporte.

$ENF_3$  – parcela restante da ENF, correspondente à diferença entre o tempo real e o tempo convencionado de reposição das redes de distribuição, nos casos em que este é ultrapassado. Esta energia é imputável ao operador da rede de distribuição em AT e MT.

O método detalhado de cálculo do valor da ENF (e das suas diferentes parcelas) é efetuado de acordo com um protocolo estabelecido entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT.

Para interrupções de duração elevada (acima dos 30 minutos) considera-se, na estimativa da correspondente ENF, a evolução dos consumos no diagrama de cargas do PdE em condições normais de serviço de um dia de semana homólogo.

Em suma, o indicador ENF (MWh) é obtido a partir do somatório dos valores estimados de ENF correspondentes a todas as interrupções em todos os PdE num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), de acordo com a seguinte expressão:

$$ENF = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x ENF_{ij}$$



em que:

$ENF_{ij}$  – energia não fornecida associada à interrupção  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em MWh.

$x$  – número de interrupções ocorridas no ponto de entrega  $j$  durante o período de tempo considerado;

$k$  – quantidade de PdE do operador da rede de transporte.

### 2.1.2 TIE

Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção, resultante de interrupções longas, da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão (em minutos):

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}}$$

sendo:

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T}$$

e:

$ENF$  – energia não fornecida, em MWh.

$EF$  – energia fornecida, em MWh.

$P_{me}$  – potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em MWh/minuto.

$T$  – período de tempo considerado, em minutos.

### 2.1.3 MAIFI RT

Frequência média das interrupções breves do sistema – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas nos PdE da rede de transporte num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$MAIFI RT = \frac{\sum_{j=1}^k BI_j}{k}$$

em que:

$BI_j$  – número total de interrupções breves no ponto de entrega  $j$  no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do operador da rede de transporte.

### 2.1.4 SAIFI RT

Frequência média das interrupções longas do sistema – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de transporte num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI RT = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k}$$

em que:

$FI_j$  – número total de interrupções longas no ponto de entrega  $j$  no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE do operador da rede de transporte.

### 2.1.5 SAIDI RT

Duração média das interrupções longas do sistema – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de transportenum determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$\text{SAIDI RT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k}$$

em que:

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE do operador da rede de transporte.

$x$  – número de interrupções longas do PdE  $j$ , no período considerado.

### 2.1.6 SARI RT

Tempo médio de reposição de serviço do sistema – Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$\text{SARI RT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{\sum_{j=1}^k FI_j}$$

em que:

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no ponto de entrega  $j$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE do operador da rede de transporte.

$x$  – número de interrupções do PdE  $j$ .

$FI_j$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ , no período considerado.

## 2.2 CÁLCULO DOS INDICADORES GERAIS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os indicadores gerais utilizados para determinar o desempenho das redes de distribuição no que respeita à continuidade de serviço são os identificados e descritos nos pontos seguintes.

No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções que afetem os pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição em AT, MT e BT, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.

Todos os indicadores são calculados globalmente, e por nível de tensão, por concelho, por NUTS III e por zona de qualidade de serviço (A, B e C), à exceção do indicador TIEPI MT e END que só são calculados para o nível de tensão MT.

## 2.2.1 TIEPI MT

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT – Indicador que representa o tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão seguinte (em minutos):

$$\text{TIEPI MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j}$$

em que:

$DI_{ij}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$ , em minutos.

$PI_j$  – potência instalada no PdE  $j$  (PTC ou PTD), em kVA.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição (PTC e PTD).

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ .

## 2.2.2 END

Energia não distribuída (rede MT) – Indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções longas, dado pela expressão seguinte (em MWh):

$$\text{END} = \frac{\text{TIEPI MT} \times \text{ED}}{T}$$

em que:

$\text{TIEPI MT}$  – tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT, em horas.

$ED$  – energia distribuída à rede de MT do operador da rede de distribuição, em MWh, calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de AT.

$T$  – período de tempo considerado, em horas.

## 2.2.3 MAIFI

Frequência média das interrupções breves do sistema na rede AT (MAIFI AT) – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas na rede AT nos pontos de entrega, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$\text{MAIFI AT} = \frac{\sum_{j=1}^k BI_{jAT}}{k}$$

em que:

$BI_{jAT}$  – número de interrupções breves nos PdE, no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT.

Frequência média das interrupções breves do sistema na rede MT (MAIFI MT) – Indicador que representa o número médio de interrupções breves verificadas na rede MT, nos PdE (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$\text{MAIFI MT} = \frac{\sum_{j=1}^k BI_{jMT}}{k}$$

em que:

$BI_{jMT}$  – número de interrupções breves nos PdE (PTD e PTC), no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição MT (PTC e PTD).

#### 2.2.4 SAIFI

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede AT (SAIFI AT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição AT, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI\ AT = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jAT}}{k}$$

em que:

$FI_{jAT}$  – número de interrupções longas nos PdE da rede de distribuição AT, no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT.

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (SAIFI MT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição MT (PTD ou PTC), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI\ MT = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jMT}}{k}$$

em que:

$FI_{jMT}$  – número de interrupções longas nos PdE da rede de distribuição MT (PTD e PTC), no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição MT (PTC e PTD).

Frequência média das interrupções longas do sistema na rede BT (SAIFI BT) – Indicador que representa o número médio de interrupções longas verificadas na rede BT, nos PdE da rede de distribuição BT (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por:

$$SAIFI\ BT = \frac{\sum_{j=1}^k FI_{jBT}}{k}$$

em que:

$FI_{jBT}$  – número de interrupções longas nos PdE da rede de distribuição BT (clientes BT), no período considerado.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição BT (clientes BT).

#### 2.2.5 SAIDI

Duração média das interrupções longas do sistema na rede AT (SAIDI AT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição AT, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$SAIDI\ AT = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijAT}}{k}$$

em que:

$DI_{ijAT}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$ , em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição AT.

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ , no período considerado.

Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (SAIDI MT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição MT (PTD e PTC) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), dado por (em minutos):

$$\text{SAIDI MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijMT}}{k}$$

em que:

$DI_{ijMT}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$  (PTD ou PTC), em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição MT (PTC e PTD).

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ , no período considerado.

Duração média das interrupções longas do sistema na rede BT (SAIDI BT) – Indicador que representa a duração média das interrupções longas verificadas nos PdE da rede de distribuição BT (clientes BT), num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) dado por (em minutos):

$$\text{SAIDI BT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ijBT}}{k}$$

em que:

$DI_{ijBT}$  – duração da interrupção longa  $i$  no PdE  $j$  (clientes BT), em minutos.

$k$  – quantidade total de PdE da rede de distribuição BT (clientes BT).

$x$  – número de interrupções longas no PdE  $j$ , no período considerado.

### 3 INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

#### 3.1 CRITÉRIOS PARA O CÁLCULO DO NÚMERO E DA DURAÇÃO DAS INTERRUPTÕES

Para a determinação dos indicadores individuais de continuidade de serviço aplicam-se os procedimentos específicos do MPQS relativos ao registo e classificação das interrupções de fornecimento.

#### 3.2 CÁLCULO DOS INDICADORES

Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

- a) Número de interrupções (NI) – Indicador que representa o número total de interrupções longas num PdE num determinado período estabelecido.
- b) Duração total das interrupções (DI) – Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE num determinado período estabelecido.

**PROCEDIMENTO N.º 4**  
**INFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO**

**1 OBJETO E ÂMBITO**

Este procedimento define o conteúdo mínimo do relatório a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto, previstos no Artigo 18.º do RQS, e aplica-se aos operadores das redes.

**2 CONTEÚDO DO RELATÓRIO**

O relatório a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto deve conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto nas redes e indicadores de continuidade de serviço afetados, nomeadamente:

- a) Causa das interrupções do fornecimento e sua fundamentação.
- b) Consequências das interrupções, nomeadamente, o número de clientes afetados, as zonas geográficas afetadas e a energia não fornecida ou não distribuída.
- c) Ações de reposição de serviço, caracterizadas, nomeadamente, quanto à cronologia, procedimentos adotados, dificuldades encontradas e estratégia de comunicação.
- d) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, nos níveis de tensão envolvidos.

**3 PRAZOS**

O relatório deve ser enviado no prazo de 20 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere. Na sequência de solicitação por parte do operador da rede em causa, este prazo pode ser prorrogado por decisão da ERSE.

Após a sua receção, a ERSE dará conhecimento do relatório anterior à DGEg e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, caso o incidente ocorra em Portugal continental, à DREN, caso o incidente ocorra na RAA, ou à DRCIE, caso o incidente ocorra na RAM. Para além destas entidades, a ERSE dará ainda conhecimento do relatório ao Conselho Consultivo, Associação Nacional de Municípios Portugueses e Autoridade Nacional de Proteção Civil.

**PROCEDIMENTO N.º 5**  
**CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EXCECIONAIS**

**1 OBJETO E ÂMBITO**

Este procedimento estabelece as normas complementares ao Artigo 8.º do RQS relativas à classificação dos eventos excecionais e aplica-se aos operadores das redes, aos comercializadores e aos comercializadores de último recurso.

**2 EVENTOS EXCECIONAIS NO ÂMBITO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO E DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

No âmbito da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica, apenas se consideram eventos excecionais, para efeitos de exclusão da comparação dos indicadores com os padrões de continuidade de serviço, as ocorrências que sejam classificadas como tal pela ERSE.

Poderão ser classificados como eventos excecionais as ocorrências que, tendo origem em factos não imputáveis aos operadores das redes, sejam, simultaneamente, incidentes de grande impacto.

Em situações devidamente justificadas, as entidades a quem este procedimento se aplica podem solicitar à ERSE a classificação como eventos excecionais de outras ocorrências que não reúnam as condições para ser classificados como incidentes de grande impacto mas que tenham origem em factos que não lhes sejam imputáveis.

Os factos não imputáveis aos operadores das redes são os que possam ser classificados como provocando interrupções acidentais, quando estas sejam devidas a razões de segurança, a casos fortuitos ou a casos de força maior.

A classificação como evento excecional é da exclusiva responsabilidade da ERSE, após parecer da DGEG e dos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, caso o incidente ocorra em Portugal continental, da DREn, quando ocorrido na RAA e da DRCIE, quando ocorrido na RAM.

Uma vez aprovado o pedido de exclusão, a ocorrência em causa passa a ser designada por evento excecional.

### **3 CONTEÚDO DO PEDIDO**

O pedido para classificação como evento excecional deve ser devidamente justificado através de um relatório e documentação comprovativa complementar a enviar à ERSE pela entidade a quem se aplica.

Após a sua receção, no caso de incidentes com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica, a ERSE envia o relatório anterior à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, quando ocorridos em Portugal continental, à DREn, quando ocorridos na RAA e à DRCIE, quando ocorridos na RAM.

O relatório deve conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto, incluindo, pelo menos:

- a) No caso de incidentes com impacto na continuidade de serviço ou na qualidade da energia elétrica, comprovativos obtidos junto das autoridades e entidades oficiais que demonstrem que o evento ocorreu devido a factos não imputáveis às entidades a quem este procedimento se aplica, e, bem assim, provas de que estes cumpriram com todas as normas técnicas e boas práticas aplicáveis;
- b) O período temporal, os indicadores de qualidade de serviço e, quando aplicável, as zonas geográficas, para os quais é solicitada a classificação como evento excecional;
- c) Ações tomadas para minimizar o impacto do evento na qualidade sentida pelos clientes.

### **4 PRAZOS**

O pedido deve ser apresentado no prazo máximo de 20 dias, pelo menos numa versão preliminar, contados a partir da data de início do evento a que se refere.

Os operadores das redes, comercializadores ou comercializadores de último recurso podem enviar, nos 20 dias subsequentes, informação complementar sobre o evento, incluindo os relatórios finais das entidades envolvidas.

O incumprimento não justificado dos prazos referidos anteriormente habilita a ERSE à não atribuição da classificação como evento excecional.

Os prazos para a tomada de decisão da ERSE, bem como para o envio à ERSE dos pareceres das entidades administrativas previstas serem consultadas no processo de decisão serão publicados por Diretiva da ERSE.

Estes prazos podem ser prorrogados por decisão da ERSE, por sua iniciativa, por solicitação das entidades administrativas previstas serem consultadas no processo de decisão ou após pedido justificado do requerente.

### **5 PROCESSO DE DECISÃO DA ERSE**

No processo de decisão da ERSE sobre a classificação de eventos excecionais é assegurado o princípio do contraditório e da transparência de atuação das partes.

Após a receção dos relatórios com o pedido de classificação como evento excecional, a ERSE procederá à análise da informação recebida, bem como à recolha de toda a informação que seja considerada necessária para a prova e verificação dos factos alegados. A ERSE poderá solicitar melhores informações sobre os factos alegados através de meios de comunicação social locais, regionais ou nacionais, bem como através da sua página na internet, ou a outras entidades cujas competências sejam relevantes para a decisão da causa.

Para as ocorrências com impacto na continuidade de serviço e na qualidade de energia elétrica, a ERSE procederá à solicitação de parecer técnico fundamentado à DGEG e aos serviços territorialmente competentes por matérias de natureza técnica no domínio da energia elétrica, para eventos ocorridos em Portugal continental, à DREN quando ocorridos na RAA ou à DRCIE quando ocorridos na RAM, disponibilizando de imediato os relatórios com o pedido de classificação como evento excecional e toda a informação associada, que seja recebida.

A decisão da ERSE, devidamente fundamentada, é comunicada às entidades requerentes, bem como objeto de divulgação pública através da página na internet da ERSE. As entidades a quem seja aplicável a decisão da ERSE devem igualmente publicar esta decisão nas respetivas páginas na internet.

A apresentação dos relatórios, a troca de informação e as comunicações entre as entidades requerentes e demais entidades participantes no processo de decisão com a ERSE devem ser realizados, sempre que possível, através de meios eletrónicos.

Da decisão da ERSE cabe recurso judicial nos termos definidos pela lei

## PROCEDIMENTO N.º 6 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço previsto no Artigo 22.º do RQS.

O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço aplica-se ao operador da RND e tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.

O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1” do presente mecanismo, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2” do presente mecanismo.

### 2 VALOR DA COMPONENTE 1 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O valor da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT ( $RQS_{MT, t-2}$ ) depende do valor da energia não distribuída ( $END_{t-2}$ ) nos seguintes termos:

Quando  $END_{t-2} < END_{REF, t-2} - \Delta V$ :

$$RQS_{MT, t-2} = \text{Mín} \left\{ RQS_{\text{máx}, t-2}, \left[ (END_{REF, t-2} - \Delta V) - END_{t-2} \right] \times VEND_{t-2} \right\} \quad (1)$$

Quando  $END_{REF, t-2} - \Delta V \leq END_{t-2} \leq END_{REF, t-2} + \Delta V$ :

$$RQS_{MT, t-2} = 0 \quad (2)$$

Quando  $END_{t-2} > END_{REF, t-2} + \Delta V$ :

$$RQS_{MT, t-2} = \text{Máx} \left\{ RQS_{\text{mín}, t-2}, \left[ (END_{REF, t-2} + \Delta V) - END_{t-2} \right] \times VEND_{t-2} \right\} \quad (3)$$

em que:

$RQS_{MT, t-2}$  Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano  $t-2$ , expresso em euros.

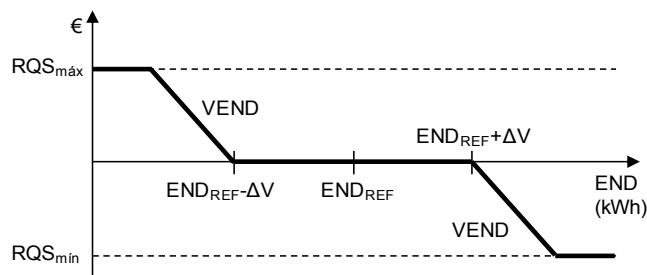
$RQS_{\text{máx}, t-2}$  Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano  $t-2$ , expresso em euros.

$RQS_{\text{mín}, t-2}$  Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço no ano  $t-2$ , expresso em euros.



$END_{t-2}$	Energia não distribuída no ano $t-2$ , expressa em kWh.
$END_{REF,t-2}$	Energia não distribuída de referência no ano $t-2$ , expressa em kWh.
$END_{REF,t-2} \pm \Delta V$	Intervalo de energia não distribuída no qual o valor da componente 1 do incentivo é nulo, expresso em kWh.
$VEND_{t-2}$	Valorização da energia não distribuída no ano $t-2$ , expressa em euros por kWh.

Deste modo, o modelo da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço pode ser representado da seguinte forma:



O valor da energia não distribuída ( $END$ ) é calculado como sendo:

$$END = (ED \times TIEPI_{MT}) \div T \quad (4)$$

em que:

$ED$	Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, expressa em kWh;
$TIEPI_{MT}$	Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT, expresso em horas e calculado de acordo com o estabelecido no RQS e no MPQS;
$T$	Número de horas do ano.

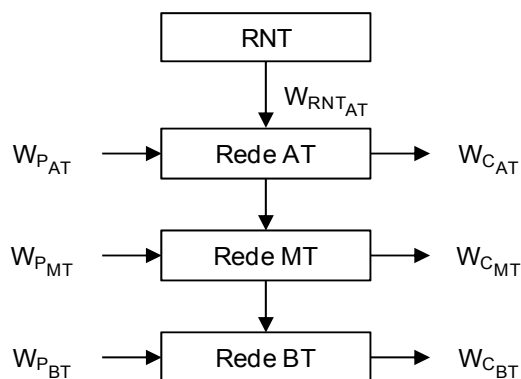
Os valores dos parâmetros  $RQS_{máx}$ ,  $RQS_{mín}$ ,  $END_{REF}$ ,  $\Delta V$  e  $VEND$  são publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.

### 3 VALOR DA COMPONENTE 2 DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O racional que permitirá calcular o valor da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT será definido em Diretiva da ERSE.

### 4 CÁLCULO DA ENERGIA ENTRADA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

A metodologia adotada para o cálculo do valor da energia entrada na rede de distribuição em MT ( $ED$ ) toma em consideração o seguinte esquema de princípio:



em que:

$W_{RNTAT}$	Energia ativa das entregas da RNT à rede AT, medida no nível de tensão AT;
$W_{PAT}$	Energia ativa das entregas da produção em AT.
$W_{CAT}$	Energia ativa entregue a clientes ligados em AT.
$W_{PMT}$	Energia ativa das entregas da produção em MT.
$W_{CMT}$	Energia ativa entregue a clientes ligados em MT.
$W_{PBT}$	Energia ativa das entregas da produção em BT.
$W_{CBT}$	Energia ativa entregue a clientes ligados em BT.

Na prática, por razões relacionadas quer com o modelo regulamentar em vigor quer com a informação disponível, todas as entregas da produção às redes AT, MT e BT são agregadas no valor das entregas da RNT à rede AT, numa ótica de referencial único de geração. Assim, a energia entrada na rede MT (ED) é calculada do seguinte modo:

$$ED = \sum_h \left[ W_{hRNTAT} \times (1 + \gamma_{AT}^h)^{-1} - W_{hCAT} \right] \quad (5)$$

em que:

$W_{hRNTAT}$	Energia ativa, no período tarifário $h$ , das entregas da RNT à rede AT, medida no nível de tensão AT;
$\gamma_{AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas, no período tarifário $h$ , no nível de tensão AT;
$W_{hCAT}$	Energia ativa, no período tarifário $h$ , entregue a clientes ligados em AT;
$h$	Período tarifário (horas de ponta, cheias, de vazio normal e de super vazio).

## 5 INFORMAÇÃO

Para efeitos de aplicação do presente mecanismo, o operador da RND deve enviar à ERSE a informação necessária e suficiente para a determinação dos valores de  $END_{t,2}$ . Esta informação deve ser enviada até 1 de Maio do ano seguinte ao qual diz respeito,  $t-1$ .

O operador da RND deve manter registos auditáveis sobre a aplicação do mecanismo.

### PROCEDIMENTO N.º 7 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT previsto no Artigo 23.º do RQS.

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT de eletricidade, abreviadamente designado por mecanismo, aplica-se ao operador da RNT e tem como objetivo promover a fiabilidade enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT.

## 2 DEFINIÇÕES

Para efeitos do presente mecanismo considera-se que uma instalação está indisponível quando não se encontra apta para entrar em serviço, devido à ocorrência de uma falha ou incidente, ou necessidade de colocação fora de serviço para a execução de tarefas de manutenção preventiva ou corretiva, ou de outros trabalhos que requeiram a sua colocação fora de tensão.

As indisponibilidades consideradas para efeitos deste mecanismo são as que tenham uma duração igual ou superior a 1 hora, exceto as que resultem de casos fortuitos ou casos de força maior, enquadrados de acordo com o disposto no RQS e as solicitadas por entidades externas ao operador da RNT.

Os elementos da rede de transporte sobre os quais incide o mecanismo são os circuitos de linha, que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os transformadores de potência, que englobam os autotransformadores e os transformadores de entrega à rede de distribuição. Em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis incluem-se nos elementos de rede a que estão associados.

## 3 INDICADOR E TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE

O indicador sobre o qual incide o mecanismo é a taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, com base nas respetivas potências médias, de acordo com a seguinte expressão:

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp} \quad (1)$$

em que:

Tcd Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT, expressa em %.

Td<sub>cl</sub> Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha, expressa em %.

Td<sub>tp</sub> Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência, expressa em %.

$\alpha$  Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência.

A taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha (Td<sub>cl</sub>) é determinada pela seguinte expressão:

$$Td_{cl} = 100 - Ti_{cl} \quad (2)$$

em que:

$$Ti_{cl} = \frac{Hi_{cl}}{N_{cl} \times T} \times 100 \quad (3)$$

em que:

Ti<sub>cl</sub> Taxa de indisponibilidade média dos circuitos de linha, expressa em %.

Hi<sub>cl</sub> Número de horas de indisponibilidade dos circuitos de linha no período.

N<sub>cl</sub> Número de circuitos de linha em serviço;

T Número de horas do período de cálculo.

A taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência (Td<sub>tp</sub>) é determinada pela seguinte expressão:

$$Td_{tp} = 100 - Ti_{tp} \quad (4)$$

em que:

$$Ti_{ip} = \frac{Hi_{ip}}{N_{ip} \times T} \times 100 \quad (5)$$

em que:

$Ti_{ip}$  Taxa de indisponibilidade média de transformadores de potência, expressa em %.

$Hi_{ip}$  Número de horas de indisponibilidade de transformadores de potência no período.

$N_{ip}$  Número de transformadores de potência em serviço.

$T$  Número de horas do período de cálculo.

#### 4 VALOR DO INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

O valor do incentivo à disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade ( $Idis_{t-2}$ ) depende do valor da taxa combinada de disponibilidade ( $Tcd$ ) nos seguintes termos:

Quando  $Tcd_{t-2} < Tcd_{REF, t-2} - \Delta V$ :

$$Idis_{t-2} = \text{Máx}\{Idis_{\text{mín}, t-2}, -[(Tcd_{REF, t-2} - \Delta V) - Tcd_{t-2}] \times Vdis_{t-2}\} \quad (6)$$

Quando  $Tcd_{REF, t-2} - \Delta V \leq Tcd_{t-2} \leq Tcd_{REF, t-2} + \Delta V$ :

$$Idis_{t-2} = 0 \quad (7)$$

Quando  $Tcd_{t-2} > Tcd_{REF, t-2} + \Delta V$ :

$$Idis_{t-2} = \text{Mín}\{Idis_{\text{máx}, t-2}, [Tcd_{t-2} - (Tcd_{REF, t-2} + \Delta V)] \times Vdis_{t-2}\} \quad (8)$$

em que:

$Idis_{t-2}$  Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade no ano  $t-2$ , expresso em euros.

$Idis_{\text{mín}, t-2}$  Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade no ano  $t-2$ , expresso em euros.

$Idis_{\text{máx}, t-2}$  Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade no ano  $t-2$ , expresso em euros.

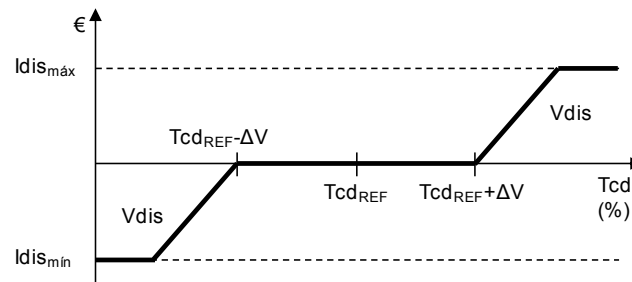
$Tcd_{t-2}$  Taxa combinada de disponibilidade no ano  $t-2$ , expressa em %.

$Tcd_{REF, t-2}$  Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano  $t-2$ , expressa em %.

$Tcd_{REF, t-2} \pm \Delta V$  Intervalo de taxa combinada de disponibilidade no qual o valor do incentivo é nulo, expresso em %.

$Vdis_{t-2}$  Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano  $t-2$ , expressa em euros.

Deste modo, o modelo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT pode ser representado da seguinte forma:



Os valores dos parâmetros Idis<sub>mín</sub>, Idis<sub>máx</sub>, Tcd<sub>REF</sub>, ΔV, Vdis e α são publicados por Diretiva da ERSE no início de cada período regulatório.

## 5 INFORMAÇÃO

Para efeitos de aplicação do mecanismo, o operador da RNT deve enviar à ERSE, numa base mensal, a informação necessária para a determinação dos valores de Td<sub>ci</sub>, Td<sub>tp</sub> e Tcd, designadamente:

- Listagem das indisponibilidades consideradas para efeitos de aplicação do mecanismo apresentando, pelo menos, a sua identificação, o elemento afetado e as datas de início e fim;
- Listagem das indisponibilidades excecionadas para efeitos de aplicação do mecanismo apresentando, pelo menos, a sua identificação, o elemento afetado e as datas de início e fim;
- Listagem dos circuitos de linha apresentando, pelo menos, a sua identificação e a respetiva capacidade de transporte, por estação do ano;
- Listagem dos transformadores de potência e dos autotransformadores apresentando, pelo menos, a sua identificação e a respetiva potência nominal.

A informação anterior deve ser enviada à ERSE até ao final do mês seguinte ao qual diz respeito.

O operador da RNT deve manter registos auditáveis sobre a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da sua rede.

## PROCEDIMENTO N.º 8 PLANOS DE MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

### 1 OBJETO E ÂMBITO

O presente procedimento destina-se à definição dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica a desenvolver pelos operadores das redes previstos no Artigo 27.º do RQS.

Os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da qualidade da energia elétrica que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações da qualidade da onda de tensão.

## **2 PERIODICIDADE E APROVAÇÃO**

Os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica têm uma abrangência temporal de dois anos consecutivos e devem ser enviados para aprovação da ERSE, até 15 de setembro do ano anterior à sua entrada em vigor.

No processo de aprovação, a ERSE dará conhecimento dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica submetidos pelos operadores das redes à DGEG, para as redes localizadas em Portugal continental, à DREN, para as redes localizadas na RAA, e à DRCIE, para as redes localizadas na RAM, que, por sua vez, emitirão um parecer que será considerado pela ERSE na sua decisão.

## **3 RNT**

### **3.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A monitorização da qualidade da energia elétrica na totalidade dos PdE em AT e MAT da RNT deve ser efetuada exclusivamente por monitorização permanente a partir de 31 de dezembro de 2016.

### **3.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nos PdE da RNT que ainda não sejam abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

### **3.3 ARTICULAÇÃO COM AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

Até à monitorização permanente da totalidade dos pontos de entrega em AT e MAT da RNT, o plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RNT deve ser desenvolvido em articulação com o plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND.

O operador da RNT deve disponibilizar ao operador da RND os resultados das ações de medição da qualidade da energia elétrica desenvolvidas no âmbito do respetivo plano de monitorização.

## **4 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL**

### **4.1 RND**

O operador da RND deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas. As ações de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos de MT das subestações AT/MT.

#### **4.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

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

#### **4.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

#### **4.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve incluir a monitorização da qualidade da energia elétrica de, pelo menos, 70 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2014, devendo registar posteriormente, pelo menos, o crescimento anual mínimo referido no ponto 4.1.1.

#### **4.1.4 ARTICULAÇÃO COM AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

O plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da RND deve ser desenvolvido em articulação com os planos de monitorização da qualidade da energia elétrica das redes de distribuição em BT.

O operador da RND deve disponibilizar a todos os operadores das redes de distribuição em BT os resultados das ações de medição da qualidade da energia elétrica desenvolvidas no âmbito do respetivo plano de monitorização.

#### **4.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT EM QUE O OPERADOR CORRESPONDE AO OPERADOR DA RND**

Nos concelhos em que o operador da rede de distribuição em BT seja também o operador da RND, a monitorização da qualidade da energia elétrica, num período máximo de quatro anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT de Portugal continental deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

#### **4.3 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM QUE O OPERADOR DA REDE EXERCE A SUA ATIVIDADE EXCLUSIVAMENTE EM BT**

Num período máximo de quatro anos, os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT estabelecidos em Portugal continental devem efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 5% dos PT da respetiva rede, não devendo o número de PT monitorizados ser inferior a um.

A monitorização da qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição exclusivamente em BT deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de três meses.

Quando um operador de uma rede de distribuição exclusivamente em BT considerar, justificadamente, que nos respetivos PT não estão reunidas as condições físicas necessárias à realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica, o mesmo deve enviar essa informação à ERSE acompanhada de uma proposta que inclua a identificação de pontos de rede alternativos, nos quais seja possível a realização da respetiva monitorização.

### **5 REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

#### **5.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica nas respetivas subestações. A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas.

##### **5.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar a monitorização permanente da qualidade da energia elétrica em cada uma das ilhas da RAA, garantindo a cobertura de, pelo menos, 50% das subestações de cada ilha.

##### **5.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das redes de transporte e distribuição em AT e MT não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

##### **5.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar em cada ano a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 20 pontos de rede.

## **5.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAA, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAA deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de 1 ano.

## **6 REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

### **6.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM AT E MT**

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve efetuar a monitorização da qualidade da energia elétrica nas respetivas subestações. A monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas.

#### **6.1.1 MONITORIZAÇÃO PERMANENTE**

A monitorização permanente da qualidade da energia elétrica das redes de transporte e distribuição em AT e MT deve incluir, pelo menos, a cobertura de 5 subestações.

#### **6.1.2 CAMPANHAS PERIÓDICAS DE MONITORIZAÇÃO**

Nas subestações das redes de transporte e distribuição em AT e MT não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização da qualidade da energia elétrica pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

#### **6.1.3 PLANO DE MONITORIZAÇÃO**

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve efetuar em cada ano a monitorização da qualidade da energia elétrica em, pelo menos, 9 subestações.

## **6.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT**

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAM, num período máximo de dois anos, deve ser efetuada nos barramentos de BT de, pelo menos, dois PT de cada concelho.

A monitorização da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição em BT da RAM deve ser realizada através de campanhas periódicas com uma duração mínima de 6 meses.

## **7 DIVULGAÇÃO**

Os operadores das redes devem garantir, na respetiva página da Internet, a divulgação atualizada dos planos de monitorização da qualidade da energia elétrica, bem como dos resultados das ações de monitorização efetuadas no âmbito do mesmo.

### **7.1 REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM MAT, AT E MT**

A divulgação dos resultados das ações de monitorização efetuadas nas redes de transporte e distribuição em MAT, AT e MT deve ser efetuada de forma independente para cada um dos pontos de rede monitorizados. A apresentação dos resultados deve incluir a caracterização da onda de tensão e a identificação de situações de não cumprimento dos limites estabelecidos, para as seguintes características da onda de tensão:

- a) Frequência;
- b) Distorção harmónica;



- c) Cavas de tensão (conforme quadro resumo estabelecido pela norma NP EN 50160 e pelo Procedimento N.º 10 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT);
- d) Sobretensões (conforme quadro resumo estabelecido pela norma NP EN 50160 e pelo Procedimento N.º 10 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT);
- e) Tremulação;
- f) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

## 7.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

A divulgação dos resultados das ações de monitorização efetuadas nas redes de distribuição em BT deve ser efetuada de forma independente para cada um dos PT monitorizados. A apresentação dos resultados deve incluir a caracterização da tensão e a identificação de situações de não cumprimento dos limites estabelecidos, para as seguintes características da onda de tensão:

- a) Frequência;
- b) Valor eficaz da tensão;
- c) Tremulação;
- d) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- e) Distorção harmónica.

### PROCEDIMENTO N.º 9 MEDIÇÕES DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA SEQUÊNCIA DE RECLAMAÇÕES DOS CLIENTES

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Este procedimento estabelece as normas a observar na realização das medições que se venham a revelar necessárias para a verificação do cumprimento dos níveis estabelecidos para as características da onda de tensão, aquando da reclamação de clientes, previstas no Artigo 43.º do RQS.

Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 das Disposições Gerais do presente Manual.

Os procedimentos referidos no ponto 3, a seguir, aplicam-se aos operadores das redes. As reclamações dos clientes ou dos produtores com instalações ligadas diretamente à RNT devem ser dirigidas ao comercializador. O operador da RNT promoverá não só as monitorizações necessárias, mas também a análise dos resultados e a elaboração do relatório técnico da resposta. A prestação dos esclarecimentos de índole técnica eventualmente necessários, de forma presencial ou escrita, será da responsabilidade do operador da RNT, devendo o respetivo comercializador assegurar o acompanhamento de todo o processo.

Na resposta ao cliente deverá ser fornecida informação quanto aos limites regulamentares a respeitar pela rede e os valores da onda de tensão medidos.

#### 2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Nas medições da qualidade da energia elétrica a efetuar pelos operadores das redes, na sequência de reclamações dos clientes, serão observados os requisitos estipulados nos documentos oficiais em vigor, nomeadamente, na norma NP EN 50160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, para as redes em AT, MT e BT, o Procedimento n.º 10 do MPQS relativo às características da onda de tensão de alimentação nos PdE da rede MAT, para as redes em MAT, e o RQS.

#### 3 PROCEDIMENTOS

Sempre que surjam reclamações dos clientes, relativas à qualidade da energia elétrica, e caso se julgue necessário, deverão efetuar-se medições de acordo com os procedimentos descritos em seguida. Ao apresentar uma reclamação, o cliente deverá fornecer toda a informação considerada relevante, de acordo com o n.º 1 do artigo 43.º do RQS, incluindo uma caracterização das perturbações sentidas, na qual se inclua uma descrição do fenómeno observado e a indicação da data, da hora e duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações.

Uma vez recebida a reclamação, os operadores das redes procederão à sua análise preliminar e solicitarão os dados complementares, se necessário. Sempre que o operador da rede entenda necessário proceder à monitorização da qualidade da energia elétrica no respetivo PdE (caixas de bornes seccionáveis dos secundários dos respetivos transformadores de tensão), deve comunicar ao cliente essa intenção, por escrito, indicando-lhe as condições técnicas requeridas para instalação dos equipamentos de monitorização e os custos em que o cliente poderá incorrer no caso de os resultados obtidos evidenciarem que os requisitos mínimos de qualidade técnica da energia são observados, ou não o são por razões não imputáveis aos operadores das redes.

As condições para a instalação dos equipamentos de monitorização devem ser adequadas quer do ponto de vista técnico quer no que respeita à segurança de pessoas e equipamentos, competindo ao cliente a garantia de tais condições. Aos equipamentos de monitorização da qualidade da energia elétrica deverão ser ligados os sinais de tensão disponíveis no sistema de contagem dos operadores das redes de distribuição, designadamente nas caixas de terminais seccionáveis dos circuitos secundários dos respetivos transformadores de tensão. A este respeito merecem especial referência os requisitos seguintes:

- a) Existência de tomada elétrica monofásica (230V, 50Hz) com terra de proteção;
- b) Existência de espaço disponível, em local fechado, com dimensões físicas adequadas para a instalação dos equipamentos de monitorização durante o período de análise;
- c) Garantia das condições de temperatura, humidade e limpeza requeridas pelas especificações técnicas de funcionamento dos equipamentos de monitorização, para assegurar a integridade física dos equipamentos de monitorização e das instalações envolventes, bem como a validade das medições a efetuar.

O cliente deverá informar, por escrito, da data a partir da qual considera estarem reunidas as condições técnicas mínimas exigíveis para a instalação dos equipamentos de monitorização.

Atenta a data de apresentação da reclamação, o operador da rede deverá apresentar um plano de ação, no prazo de dez dias úteis contados a partir da receção por escrito da garantia das condições técnicas, com informação sobre os prazos previstos para a realização do plano de monitorização, subsequente análise dos dados e elaboração e envio do respetivo relatório.

Excluindo eventuais situações excecionais, a monitorização a efetuar pelo operador da rede para análise de conformidade da energia com os requisitos do RQS deverá ter a duração mínima de uma semana.

Se, após a monitorização vier a concluir-se que os requisitos mínimos de qualidade técnica da energia são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada poderá exigir ao reclamante o reembolso dos custos da referida monitorização, conforme mencionado no n.º 8 do artigo 43.º do RQS.

Após o período de monitorização, os dados deverão ser analisados pelo respetivo operador da rede e apresentado ao cliente através do comercializador o respetivo relatório, em que se inclui informação sobre:

- a) Período de monitorização;
- b) Equipamento de monitorização utilizado;
- c) Tipo de perturbações registadas;
- d) Resultados da análise de conformidade da energia com os requisitos do MPQS e do RQS;
- e) Entidade responsável pela(s) causa(s) das perturbações registadas;
- f) Prazo para a resolução de eventuais não conformidades detetadas.

Este processo de monitorização, análise de dados, elaboração de relatório e apresentação de conclusões deve ser concretizado por uma equipa constituída por profissionais qualificados e habilitados para o efeito.

A monitorização da energia fornecida ao cliente deverá ser efetuada por equipamento da Classe A ou S, de acordo com a norma CEI 61000-4-30.

**PROCEDIMENTO N.º 10**  
**CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO NOS PONTOS DE ENTREGA DA REDE MAT**

## **1 OBJETO E ÂMBITO**

Tal como previsto no Artigo 26.º do RQS, neste procedimento estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação no PdE ao cliente, em MAT em condições normais de exploração, no referente a:

- a) Frequência;
- b) Variações da tensão de alimentação;
- c) Tremulação “*flicker*”;
- d) Distorção harmónica;
- e) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- f) Cavas de tensão;
- g) Sobreensões (*swells*).

Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 do Procedimento 1.

## **2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS**

São utilizados como base os seguintes documentos principais:

- a) NP EN 50160 – Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica;
- b) CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems”;
- c) CEI/TR3 61000-3-7: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC publication”;
- d) CEI 61000-2-8 TR3 Ed. 1.0: “Voltage dips and short interruptions on public electric power supply system with statistical measurement results” IEC 77A/329/CD;
- e) CEI 61000-4-30 Ed. 2.0: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods” (77A/356/CDV);
- f) CEI 61000-4-7: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto”;
- g) CEI 61000-4-15: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter- Functional and design specifications”.

## **3 CARACTERÍSTICAS DA ONDA DE TENSÃO EM MAT**

### **3.1 FREQUÊNCIA**

Tal como disposto na NP EN 50160,, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental (50Hz), medido em intervalos de 10 segundos, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

- a) 49,5 e 50,5 Hz (–1% e +1% de 50 Hz), durante 95% do tempo de medição de uma semana;
- b) 47 e 52 Hz (–6% e +4% de 50 Hz), durante 100% do tempo de medição de uma semana.

### **3.2 VARIAÇÃO DA TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO**

As tensões nominais ( $U_n$ ) das redes exploradas pelo operador da RNT em MAT são as seguintes: 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV.

A tensão declarada ( $U_c$ ) é fixada por PdE, no intervalo  $U_n \pm 7\% U_n$ . Os valores da tensão declarada nos PdE são acordados entre o operador da RNT e o operador da RND, com revisão periódica anual ou sempre que estes operadores o considerem necessário.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da tensão de alimentação devem estar compreendidos no intervalo  $U_c \pm 5\% U_c$ , sem ultrapassar a tensão máxima das respetivas redes, por cada período de medição de uma semana.

### 3.3 TREMULAÇÃO (“FLICKER”)

Os índices de severidade da tremulação ( $P_{st}$  e  $P_{lt}$ ) devem ser inferiores, com probabilidade de 95% por cada período de medição de uma semana, aos níveis de referência indicados na tabela seguinte:

Níveis de referência MAT	
$P_{st}$	1,0
$P_{lt}$	1,0

### 3.4 DISTORÇÃO HARMÓNICA

Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os níveis de referência a seguir indicados por cada período de medição de uma semana.

Níveis de referência MAT					
Harmónicas ímpares não múltiplas de três		Harmónicas ímpares múltiplas de três		Harmónicas pares	
Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)	Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)	Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)
5	3,0	3	2,0	2	1,5
7	2,0	9	1,0	4	1,0
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1,0	>21	0,2	10	0,4
19	1,0			12	0,2
23	0,7			>12	0,2
25	0,7				
>25	$0,2+0,5*25/h$				

A distorção harmónica total (DHT) em percentagem, calculada de acordo com a NP EN 50160, não deverá ser superior a 4%.

### 3.5 DESEQUILÍBRIO DO SISTEMA TRIFÁSICO DE TENSÕES

Em condições normais de exploração, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente direta.

### 3.6 CAVAS DA TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO

As cavas de tensão constituem um fenómeno típico e inerente à exploração de redes de energia elétrica; ocorrem nas redes, normalmente, em ligação com os curto-circuitos, os quais são devidos a um largo conjunto de causas, em que predominam os fatores atmosféricos (intempéries, ventos, chuva, etc.), descargas atmosféricas, defeitos de isolamento dos equipamentos e defeitos de material, em geral, incluindo as próprias instalações dos clientes, sede, por sua vez também, de anomalias diversas.

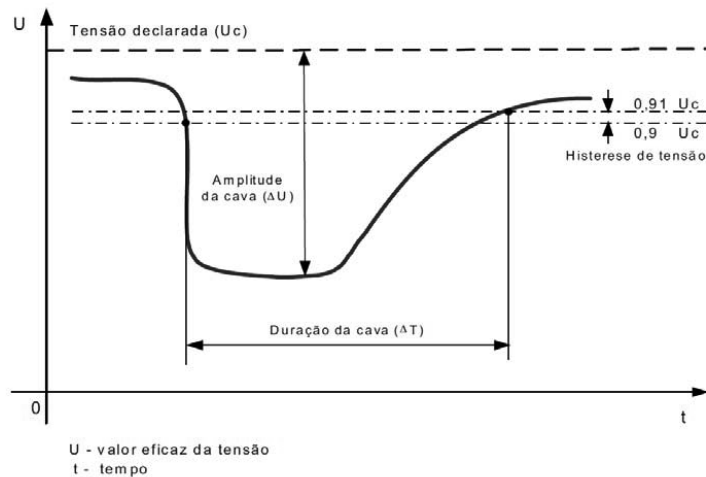
As cavas de tensão ocorrem e mantêm-se nas redes, enquanto os defeitos elétricos – curto-circuitos – nelas permanecem, ou seja, enquanto estes não são eliminados pela abertura dos disjuntores, em resultado da atuação dos sistemas de proteção.

A sua duração nas redes corresponde ao tempo de eliminação dos defeitos elétricos, sendo, por isso, impossível de anular, representando até a sua ordem de grandeza uma característica típica de cada rede.

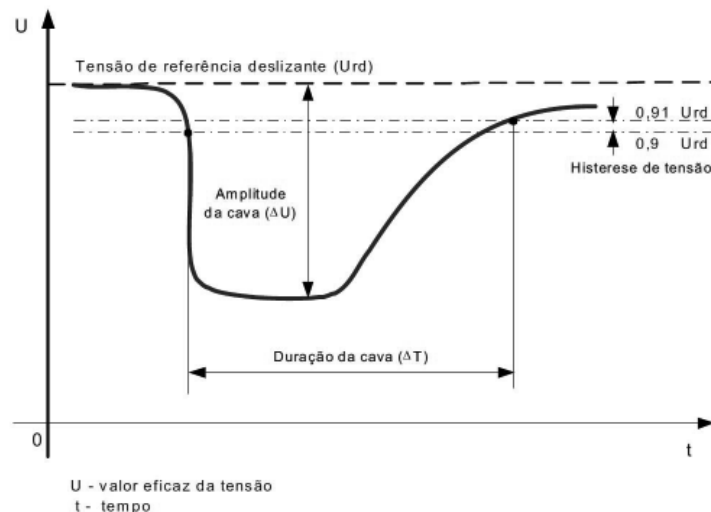
#### Caracterização de uma cava de tensão

Para a caracterização de uma cava utilizar-se-á um dos seguintes critérios:

- a) O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada  $U_c$  e termina quando a tensão retoma um valor acima de 90% de  $U_c$  acrescido de um valor de histerese (ver figura seguinte).



- b) O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre 90% e 1% da tensão de referência deslizante  $U_{rd}$  (valor eficaz da tensão existente imediatamente antes do início da cava) e termina quando a tensão retoma um valor acima dos 90% dessa tensão de referência acrescida de um valor de histerese (relatório técnico CEI 61000-2-8).



**Agregação de medidas**

As cavas de tensão que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase, serão contabilizadas como um único evento (cava equivalente). A cava equivalente, caracterizada por uma tensão residual e uma duração, é determinada de acordo com o exposto na norma CEI 61000-4-30.

**Agregação de eventos**

Para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das cavas de tensão nas instalações elétricas, deve proceder-se à agregação das cavas que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizada a cava de maior severidade (medida pelo produto  $\Delta U \times \Delta T$ ) ocorrida nesse intervalo de tempo.

Para efeitos de divulgação devem adotar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o seguinte quadro resumo (em conformidade com a norma NP EN 50160):

Tensão residual $u$ %	Duração $t$ ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	CELL A1	CELL A2	CELL A3	CELL A4	CELL A5
$80 > u \geq 70$	CELL B1	CELL B2	CELL B3	CELL B4	CELL B5
$70 > u \geq 40$	CELL C1	CELL C2	CELL C3	CELL C4	CELL C5
$40 > u \geq 5$	CELL D1	CELL D2	CELL D3	CELL D4	CELL D5
$5 > u$	CELL X1	CELL X2	CELL X3	CELL X4	CELL X5

Com a apresentação dos resultados deverá ser indicado o período de medição, o período de agregação (se utilizado) e, no caso do período de medição ser superior a um ano, se os valores apresentados se referem a valores totais, máximos, médios ou correspondem a 95% de probabilidade de ocorrência.

**3.7 SOBRETENSÕES (“SWELLS”)**

As sobretensões constituem um fenómeno típico e inerente à exploração de redes de energia elétrica e caracterizam-se por valores de tensão superiores aos que correspondem às condições normais de serviço. Geralmente são causadas por operações de comutação e desconexão de cargas, 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.

A duração das sobretensões (“swells”) nas redes situa-se entre os 10 ms e 1 minuto e corresponde ao tempo típico de eliminação dos defeitos elétricos.

**Caracterização de uma sobretensão**

Para caracterização de uma sobretensão utilizar-se-á um dos seguintes critérios:

- O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases aumenta repentinamente para um valor situado 10% acima da tensão declarada  $U_c$  e termina quando a tensão retoma um valor abaixo de 110% de  $U_c$  descontado de um valor de histerese de 1% de  $U_c$ .
- O início ocorre quando, num determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases aumenta repentinamente para um valor situado 10% acima da tensão de referência deslizante  $U_{rd}$  (valor eficaz da tensão existente imediatamente antes do início da cava) e termina quando a tensão retoma um valor abaixo de 110% dessa tensão de referência descontada de um valor de histerese de 1% de  $U_{rd}$ .

**Agregação de medidas**

As sobretensões que ocorram simultaneamente em mais do que uma fase serão contabilizadas como um único evento (sobretensão equivalente). A sobretensão equivalente, caracterizada por uma tensão máxima eficaz e uma duração, é determinada de acordo com o exposto na norma CEI 61000-4-30

**Agregação de eventos**

Para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das sobretensões nas instalações elétricas, deve proceder-se à agregação das sobretensões que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizada a sobretensão de maior severidade (medida pelo produto  $\Delta U \times \Delta T$ ) ocorrida nesse intervalo de tempo.

Para efeitos de divulgação a entidades interessadas devem adotar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o seguinte quadro resumo (em conformidade com a norma NP EN 50160):

Tensão de incremento $u$ %	Duração $t$ ms		
	$10 \leq t \leq 500$	$500 < t \leq 5\ 000$	$5\ 000 < t \leq 60\ 000$
$u \geq 120$	CELL S1	CELL S2	CELL S3
$120 > u > 110$	CELL T1	CELL T2	CELL T3

Com a apresentação dos resultados deverá ser indicado o período de medição, o período de agregação (se utilizado) e, no caso do período de medição ser superior a um ano, se os valores apresentados se referem a valores totais, máximos, médios ou correspondem a 95% de probabilidade de ocorrência.

#### 4 MEDIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA TENSÃO

A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos PdE ou nos pontos de ligação de acordo com a metodologia prevista na norma CEI 61000-4-30.

As medições serão efetuadas a partir das tensões simples (fase – neutro) ou, caso tal não seja viável, das tensões compostas (entre fases).

Sempre que possível, a medição das cavas de tensão deve realizar-se conforme o critério descrito na alínea b) do ponto 3.6 do presente Procedimento.

Os métodos de medição e a exatidão mínima a adotar para os equipamentos de monitorização da qualidade da onda de tensão devem obedecer ao estabelecido na norma CEI 61000-4-30.

### PROCEDIMENTO N.º 11 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LIMITES MÁXIMOS DAS PERTURBAÇÕES EMITIDAS PARA A REDE POR INSTALAÇÕES FÍSICAMENTE LIGADAS ÀS REDES DO SEN

#### 1 OBJETO E ÂMBITO

Tal como previsto no Artigo 26.º do RQS, no presente procedimento define-se a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações elétricas fisicamente ligadas às redes do SEN, das seguintes perturbações da onda de tensão:

- a) Tremulação “*flicke*”;
- b) Distorção harmónica;
- c) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões.

Com esta metodologia, pretende-se limitar a injeção de perturbações na onda de tensão das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica pelas instalações elétricas de clientes ou de produtores fisicamente ligadas àquelas redes, de forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em MAT indicados no Procedimento n.º 11 e em AT, MT e BT definidos na norma NP EN 50160.

Para garantir a observância destes níveis de referência, os operadores das redes fixam níveis de planeamento para cada uma das perturbações tendo por base as referências normativas adiante indicadas.

Os níveis de planeamento constituem objetivos de qualidade internos dos operadores das redes, relativamente a cada uma das perturbações da onda de tensão (tremulação, harmónicas e desequilíbrio). Estes níveis são mais exigentes ou, no limite, são iguais aos respetivos níveis de referência e estão associados a uma determinada probabilidade de ocorrência. Assim, na fixação do nível de planeamento de uma dada perturbação, o aumento da exigência poderá traduzir-se na redução da probabilidade de ocorrência admissível (para o mesmo nível máximo da perturbação), na redução do nível máximo admissível da perturbação (para a mesma probabilidade de ocorrência) ou na redução simultânea de ambos os fatores. Na fixação dos limites de planeamento das perturbações deverá atender-se à propagação dessas perturbações entre os diferentes níveis de tensão.

Os limites de emissão de perturbações a aplicar a novas instalações elétricas deverão ser obtidos por aplicação das expressões práticas contidas neste Procedimento e deverão ser cumpridos pelas mesmas desde o momento da sua ligação às redes.

Os operadores das redes podem interromper a ligação a uma instalação quando o cliente ou o produtor não limite as perturbações emitidas nos prazos referidos nos Artigo 12º e Artigo 13º do RQS, particularmente em situações que ponham em causa a segurança de equipamentos pertencentes a outras instalações ou das redes elétricas.

No controlo e avaliação dos níveis de emissão das instalações ligadas às redes, os respetivos operadores devem individualizar e quantificar as diferentes contribuições.

Se tal não for possível, a avaliação deve ser efetuada, em último recurso, através da realização de medições sucessivas com as instalações ou os equipamentos poluidores em causa, ligados e desligados.

O período de tempo para efetuar as medições com a instalação desligada deve ser acordado entre os operadores das redes e o cliente ou o produtor, ou, na falta de acordo, ser submetido a decisão pela ERSE.

Sempre que a entidade responsável pela instalação elétrica o requeira, o operador da rede deverá fazer acompanhar a informação relativa aos limites de emissão das perturbações a respeitar pela instalação de uma memória descritiva e justificativa.

Os níveis de tensão referem-se aos valores indicados no n.º 2.1 do Procedimento 1.

## 2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS

São utilizados como base os seguintes documentos principais:

- a) CEI/TR3 61000-3-6 (1996-10): “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems”.
- b) CEI/TR3 61000-3-7: “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC publication”.

A Comissão Eletrotécnica Internacional (CEI) propõe uma metodologia de repartição das quotas disponíveis nos pontos de interligação para emissão de perturbações na tensão pelas instalações ligadas à rede assente num critério de proporcionalidade relativa às potências contratadas, a qual é também a base dos critérios estabelecidos no presente procedimento.

As potências representativas das capacidades de absorção de tremulação, harmónicas e desequilíbrio na tensão por parte das redes MAT, AT e MT, são determinadas com base nas previsões reais de longo prazo das potências aparentes contratadas e a contratar por instalações elétricas de clientes e de produtores ligadas diretamente à rede. A previsão de longo prazo das potências contratadas e a contratar será baseada, para as redes de MAT, AT e MT, nas previsões para o último ano a que se refira a edição mais atualizada dos respetivos planos de investimento.

## 3 TREMULAÇÃO (“FLICKER”)

### 3.1 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MAT

#### 3.1.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO $S_{cc}$ MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO.

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de tremulação, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{ccMAT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).



**3.1.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{cc}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO.**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de tremulação de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{st_{MAT_i}} \leq K_{PP} \times P_{st_{MAT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$P_{lt_{MAT_i}} \leq K_{PP} \times P_{lt_{MAT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

em que:

$P_{st_{MAT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (curta duração) para a instalação  $i$ .

$P_{st_{MAT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (curta duração) num ponto de interligação MAT – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação (a este valor deve ser descontado o  $P_{st}$  já existente no ponto de interligação devido à propagação da tremulação de pontos de interligação vizinhos).

$K_{PP}$  – coeficiente de planeamento para a tremulação ( $K_{PP} = 1$  para pontos de interligação partilhados e  $K_{PP} = 0,7$  para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação  $i$ ).

$P_{lt_{MAT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (longa duração) para a instalação  $i$ .

$P_{lt_{MAT}}$  – nível de planeamento de tremulação (longa duração) num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o  $P_{lt}$  já existente no ponto de interligação devido à propagação da tremulação de pontos de interligação vizinhos).

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{MAT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede (potência contratada e/ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação  $i$ , somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

**3.2 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE AT****3.2.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{cc}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Accepta-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de tremulação, quando:

$$\frac{S_{AT_i}}{S_{ccAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{AT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{ccAT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

**3.2.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{CC}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de tremulação de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$P_{st_{AT_i}} \leq P_{st_{AT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$P_{lt_{AT_i}} \leq P_{lt_{AT}} \times \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

em que:

$P_{st_{AT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (curta duração) para a instalação  $i$ .

$P_{st_{AT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (curta duração) num ponto de interligação AT.

$P_{lt_{AT_i}}$  – limite de emissão de tremulação (longa duração) para a instalação  $i$ .

$P_{lt_{AT}}$  – nível de planeamento para a tremulação (longa duração) num ponto de interligação AT.

$S_{AT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{AT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede (2% do valor da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto injetor do operador da rede de transporte, caso existam ou venham a existir clientes diretamente alimentados em AT, somada do valor da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevejam ligar em AT na zona de rede do ponto injetor) (MVA).

**3.3 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE TREMULAÇÃO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MT****3.3.1 ETAPA 1: AVALIAÇÃO SIMPLIFICADA**

Aceita-se a ligação da instalação à rede nesta etapa, sempre que as variações de potência  $dS$  (MVA), (ver nota) impostas pela instalação, em percentagem da potência de curto-circuito mínima  $S_{cc_{min}}$  (MVA) no ponto de interligação, se situem dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

$r$ (1/min)	$dS/S_{ccmin}$ (%)
$r > 200$	0,1
$10 \leq r \leq 200$	0,2
$r < 10$	0,4

em que

$r$  – número de variações por minuto do valor eficaz da tensão no ponto de interligação, resultantes das variações de potência  $dS$  impostas pela instalação (a uma diminuição da tensão seguida de uma recuperação da mesma num minuto, corresponderá  $r = 2$ ).

Nota – No caso do arranque de um motor por exemplo, a variação da potência aparente entre  $S = 0$  e  $S = S_{m\acute{a}x}$  (máxima potência aparente no arranque) resultará em  $dS = S_{m\acute{a}x}$ . As variações de potência  $dS$  podem assim ser menores, iguais ou maiores do que a potência nominal  $S_n$  do equipamento considerado.

**3.3.2 ETAPA 2: LIMITES DE EMISSÃO PROPORCIONAIS À POTÊNCIA CONTRATADA**

No caso da não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para a tremulação de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

$$P_{st_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{st_{MT}}}^3 - (0,8 \times L_{P_{st_{AT}}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

$$P_{lt_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{lt_{MT}}}^3 - (0,8 \times L_{P_{lt_{AT}}})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0,3 \times S_{MT}}}$$

em que:

$P_{st_{MT_i}}$  – limite individual para a tremulação de curta duração.

$P_{lt_{MT_i}}$  – limite individual para a tremulação de longa duração.

$L_{P_{st_{MT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{st}$  em MT.

$L_{P_{st_{AT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{st}$  em AT.

$L_{P_{lt_{MT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{lt}$  em MT.

$L_{P_{lt_{AT}}}$  – nível de planeamento para a tremulação de curta duração  $P_{lt}$  em AT.

$S_i$  – potência contratada pela instalação  $i$  (MVA).

$S_{MT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de tremulação por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

**4 DISTORÇÃO HARMÓNICA****4.1 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE HARMÓNICAS PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MAT****4.1.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{cc}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{cc_{MAT}}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{cc_{MAT}}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

**4.1.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{CC}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{h_i}} \leq K_{ph} \times L_{h_{MAT}} \times \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq K_{ph} \times \frac{L_{h_{MAT}}}{Z_{h_{MAT}}} \times \sqrt{\frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}}$$

$$DHT_{U_i} \leq K_{ph} \times L_{DHT_{MAT}} \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

em que:

$E_{U_{h_i}}$  – limite de emissão da harmónica de tensão  $h$  para a instalação  $i$  (V).

$E_{I_{h_i}}$  – limite de emissão da harmónica de corrente  $h$  para a instalação  $i$  (A).

$DHT_{U_i}$  – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação  $i$ .

$K_{ph}$  – coeficiente de planeamento para as tensões e correntes harmónicas e para a distorção harmónica total ( $K_{ph} = 1$  para pontos de interligação partilhados e  $K_{ph} = 0,7$  para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação  $i$ ).

$L_{h_{MAT}}$  – nível de planeamento da tensão harmónica  $h$  num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica  $h$  existente – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação – devido a pontos de interligação vizinhos) (V).

$Z_{h_{MAT}}$  – impedância harmónica da rede a montante para a harmónica  $h$  ( $\Omega$ ):

$$Z_{h_{MAT}} = Z_{CC_{MAT}} \times f(h)$$

com:

$$f(h) = h \Rightarrow 2 < h \leq 13$$

$$f(h) = 13 + \frac{(h-13)}{2,5} \Rightarrow 13 < h \leq 25$$

$$f(h) = 13 + \frac{12}{2,5} + \frac{(h-25)}{7,5} \Rightarrow 25 < h \leq 40$$

$Z_{CC_{MAT}}$  – módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação MAT ( $\Omega$ ).

$h$  – índice da harmónica.

$\alpha$  – constante que depende do índice da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{DHT_{MAT}}$  – nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto interligação MAT.

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{MAT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede (potência de transformação total instalada na instalação da rede considerada (todos os transformadores X/60 kV/kV), subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor da potência contratada e ou que se prevê que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação  $i$ , somada da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevejam ligar ao ponto de interligação. No caso da instalação das redes em causa ser um posto de corte, ou possuir apenas autotransformação (no momento e a médio prazo), toma-se para  $S_{MAT}$  apenas o valor da potência contratada e/ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação  $i$ , somada da potência de ligação dos produtores eólicos da Produção em Regime Especial ligados e/ou que se prevê que venham a ligar-se ao ponto de interligação) (MVA).

## 4.2 VALORES LIMITE DE EMISSÃO DE HARMÓNICAS PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE AT

### 4.2.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO $S_{CC}$ MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO

Accepta-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, quando:

$$\frac{S_{AT_i}}{S_{ccAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{AT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{ccAT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

### 4.2.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO $S_{CC}$ MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de harmónicas não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_{h_i}} \leq \sqrt[\alpha]{L_{hAT}^{\alpha} \cdot (1 \times L_{hMAT})^{\alpha}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{\sqrt[\alpha]{L_{hAT}^{\alpha} \cdot (1 \times L_{hMAT})^{\alpha}}}{Z_{hAT}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$DHT_{U_i} \leq L_{DHTAT} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

em que:

$E_{U_{h_i}}$  – limite de emissão da harmónica de tensão  $h$  para a instalação  $i$  (V).

$E_{I_{h_i}}$  – limite de emissão da harmónica de corrente  $h$  para a instalação  $i$  (A).

$DHT_{U_i}$  – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação  $i$ .

$L_{hMAT}$  – nível de planeamento da tensão harmónica  $h$  num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica  $h$  existente – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação – devido a pontos de interligação vizinhos) (V).

$L_{hAT}$  – nível de planeamento da tensão harmónica  $h$  admissível num ponto de interligação AT.

$Z_{hAT}$  – impedância harmónica da rede a montante para a harmónica  $h$  ( $\Omega$ ):

$$Z_{hAT} = Z_{ccAT} \times f(h)$$

com:

$$f(h) = K \times h \Rightarrow 2 < h \leq \frac{f_r}{f_1}$$

$$f(h) = h \Rightarrow 1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40$$

$$K = 4$$

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{ccAT}}{Q_c}}$$

$$f_1 = 50 \text{ Hz}$$

$Z_{ccAT}$  – módulo da impedância de curto-circuito no ponto de interligação AT ( $\Omega$ ).

$S_{ccAT}$  – potência de curto-circuito no ponto de interligação AT (MVA).

$Q_c$  – potência reativa total gerada por todas as baterias de condensadores ligadas ao ponto de interligação AT (Mvar).

$h$  – índice da harmónica.

$\alpha$  – constante que depende do índice da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{DHTAT}$  – nível de planeamento da distorção harmónica total num ponto de interligação AT;

$S_{ATi}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

$S_{AT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede [potência de transformação total instalada no ponto injetor da rede de transporte, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70% da potência de recurso estabelecida no protocolo de operação/ condução (protocolo formal celebrado entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT), somada ainda do valor de 2% da potência de curto-circuito  $S_{cc}$  mínima no ponto injetor, caso existam ou venham a existir clientes diretamente alimentados em AT, e do valor da potência de ligação dos produtores poluidores ligados e/ou que se prevê que venham a ligar-se em AT na zona de rede do ponto injetor] (MVA).

### 4.3 VALORES LIMITE DE EMISSÃO HARMÓNICA PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MT

#### 4.3.1 ETAPA 1: AVALIAÇÃO SIMPLIFICADA

Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares caso seja satisfeita a condição:

$$\frac{S_i}{S_{ccMT}} \leq 0,1\%$$

$S_i$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  (MVA).

$S_{ccMT}$  – a potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação (MVA).

Caso esta condição não se verifique, a ligação da instalação à rede será aceite desde que os respetivos níveis de emissão para as correntes harmónicas individuais em percentagem do valor eficaz da corrente nominal da instalação à frequência fundamental, assim como a distorção harmónica total, não ultrapassem os limites de emissão indicados na tabela seguinte:

Limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na Etapa 1 (em percentagem da corrente nominal da instalação $I_i$ )					
Ordem harmónica $h$	5	7	11	13	$\sqrt{\sum_h ih^2}$
$ih = Ih / I_i$ (%)	6	4	3	2,5	

$I_h$  – intensidade de corrente harmónica de ordem  $h$  causada pela instalação (A).

$I_i$  – intensidade nominal da instalação  $i$  (A), dada por:

$$I_i = \frac{S_i}{U_c \times \sqrt{3}} \times 10^3$$

em que:

$U_c$  – tensão declarada no ponto de interligação (kV).

Exceções:

- Para instalações com potências contratadas  $S_i > 2\text{MVA}$  ou em que  $\frac{S_i}{S_{ccMT}} > 2\%$ , dever-se-á passar à Etapa 2;
- A metodologia proposta na Etapa 1 também não é aplicável quando a instalação estiver equipada com baterias de condensadores para correção do fator de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos dever-se-á passar à Etapa 2.

#### 4.3.2 ETAPA 2: DETERMINAÇÃO DE LIMITES DE EMISSÃO EM FUNÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA REDE

Aceita-se a ligação à rede de uma instalação contendo cargas não lineares desde que, para cada harmónica de ordem  $h$  a considerar, o nível de emissão de corrente harmónica de ordem  $h$  da instalação  $i$ , não ultrapasse o respetivo limite individual de emissão em corrente,  $E_{I_{h_i}}$  (percentagem) dado por:

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{E_{U_{h_i}}}{Z_h}$$

$Z_h$  – impedância harmónica de ordem  $h$  vista do ponto de interligação em (pu) (ver cálculo de  $Z_h$ ).

$E_{U_{h_i}}$  – limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem  $h$  da instalação  $i$  em percentagem, dado por:

$$E_{U_{h_i}} \leq \sqrt[\alpha]{L_{h_{MT}}^{\alpha} - (1 \times L_{h_{AT}})^{\alpha}} \times \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_{MT}}}$$

em que:

$S_i$  – potência contratada pela instalação  $i$  (MVA).

$S_{MT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de harmónicas por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

$\alpha$  – coeficiente dependente da ordem  $h$  da harmónica:

$$\alpha = 1 \Rightarrow h < 5$$

$$\alpha = 1,4 \Rightarrow 5 \leq h \leq 10$$

$$\alpha = 2 \Rightarrow h > 10$$

$L_{h_{MT}}$  – nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem  $h$  na MT (percentagem).

$L_{h_{AT}}$  – nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem  $h$  na AT (percentagem).

Adicionalmente, o nível de distorção harmónica total de tensão resultante da ligação da instalação  $i$  no ponto de interligação MT, não deverá ultrapassar o respetivo limite de emissão,  $DHT_{U_i}$ , dado por:

$$DHT_{U_i} \leq L_{DHT_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

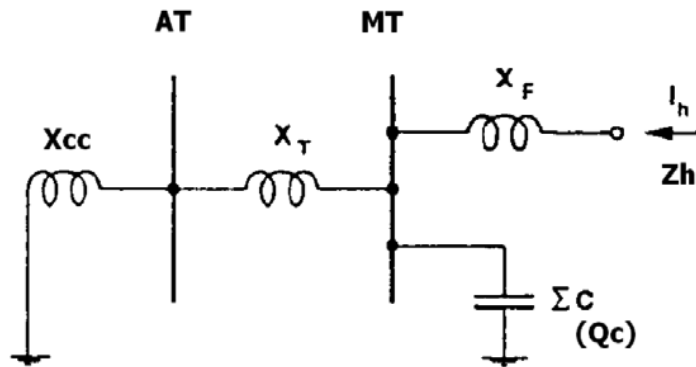
em que:

$DHT_{U_i}$  – limite da distorção harmónica total de tensão para a instalação  $i$  (percentagem).

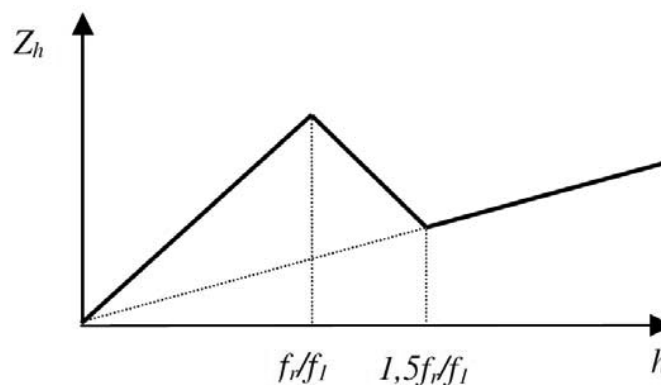
$L_{DHT_{MT}}$  – nível de planeamento da distorção harmónica total de tensão no ponto de interligação MT (percentagem).

#### 4.3.3 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA HARMÓNICA $Z_h$

Tomando como referência o seguinte esquema equivalente:



O módulo da impedância harmónica de ordem  $h$  da rede vista do ponto de interligação MT,  $Z_h$ , pode ser obtido de forma aproximada utilizando a figura seguinte:





a que correspondem as seguintes expressões para  $Z_h$ :

$$2 < h \leq \frac{f_r}{f_1} \Rightarrow Z_h = k \times h \times (X_{cc} + X_T) + h \times X_F$$

$$1,5 \times \frac{f_r}{f_1} < h \leq 40 \Rightarrow Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F)$$

$$k=5$$

$$f_1=50\text{Hz}$$

$$f_r = f_1 \times \sqrt{\frac{S_{ccMT}}{Q_c}}$$

em que:

$Z_h$  – módulo da impedância harmónica de ordem  $h$  da rede vista do ponto de interligação MT (pu).

$X_{cc}$  – reatância de curto-circuito vista do barramento AT de alimentação do transformador AT/MT (pu).

$X_T$  – reatância de curto-circuito do transformador AT/MT (pu).

$X_F$  – reatância do troço de alimentação do ponto de interligação MT (pu).

$X_{ccMT}$  – potência de curto-circuito no barramento MT (MVA).

$Q_c$  – potência reativa equivalente de todas as cargas de carácter capacitivo ligadas no barramento MT de alimentação do ponto de interligação (baterias de condensadores e cabos) (Mvar).

$h$  – índice da harmónica.

No caso de não existirem nem cabos nem baterias de condensadores de compensação de fator de potência, a expressão a utilizar é a seguinte:

$$2 < h \leq 40 \Rightarrow Z_h = h \times (X_{cc} + X_T + X_F)$$

No cálculo das grandezas (pu) deverá tomar-se para base de impedância a impedância base da instalação para a qual se pretendem obter os limites de emissão,  $Z_b$ , dada por:

$$Z_b = \frac{U_C^2}{S_i}$$

## 5 DESEQUILÍBRIO NO SISTEMA TRIFÁSICO DE TENSÕES

### 5.1 VALORES LIMITE DE DESEQUILÍBRIO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MAT

#### 5.1.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO $S_{cc}$ MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO.

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_{MAT_i}}{S_{ccMAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{ccMAT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MAT (MVA).

**5.1.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{cc}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_i} \leq K_{pi} \times U_{i_{MAT}} \times U_d \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

$$E_{I_i} \leq K_{pi} \times \frac{U_{i_{MAT}} \times U_d}{Z_{i_{MAT}}} \times \frac{S_{MAT_i}}{S_{MAT}}$$

em que

$E_{U_i}$  – limite de emissão de tensão inversa para a instalação  $i$  (V).

$E_{I_i}$  – limite de emissão de corrente inversa para a instalação  $i$  (A).

$K_{pi}$  – coeficiente de planeamento para a tensão e corrente inversa ( $K_{pi} = 1$  para pontos de interligação partilhados e  $K_{pi} = 1,5$  para pontos de interligação dedicados exclusivamente, agora e no futuro, a ligar a instalação  $i$ ).

$U_{i_{MAT}}$  – nível de planeamento do desequilíbrio na tensão num ponto de interligação MAT (a este valor deve ser descontado o nível de desequilíbrio existente – ou que venha a existir no caso de se tratar de um novo ponto de interligação – no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos).

$U_d$  – valor eficaz da tensão simples do sistema direto de tensões (V).

$Z_{i_{MAT}}$  – impedância inversa da rede a montante (o módulo da impedância inversa de equivalentes de redes MAT “vistas” de pontos de interligação pode ser aproximado, para o presente efeito, pelo módulo da impedância direta e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) ( $\Omega$ ).

$S_{MAT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MAT (MVA).

$S_{MAT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede (potência contratada e/ou que se preveja que venha a ser contratada por todos os clientes diretamente alimentados pela MAT no ponto de interligação ao qual está ou vai ser ligada a instalação  $i$ ) (MVA).

**5.2 VALORES LIMITE DE DESEQUILÍBRIO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE AT****5.2.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{cc}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_{AT_i}}{S_{ccAT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_{AT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{ccAT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

**5.2.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{CC}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_i} \leq U_{i_{AT}} \times U_d \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

$$E_{I_i} \leq \frac{U_{i_{AT}} \times U_d}{Z_{i_{AT}}} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

em que:

$E_{U_i}$  – limite de emissão de tensão inversa para a instalação  $i$  (V).

$E_{I_i}$  – limite de emissão de corrente inversa para a instalação  $i$  (A).

$U_{i_{AT}}$  – nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação AT.

$U_d$  – valor eficaz da tensão simples do sistema direto de tensões (V).

$Z_{i_{AT}}$  – impedância inversa da rede a montante (o módulo da impedância inversa de equivalentes de redes AT “vistas” de pontos de interligação pode ser aproximado, para o presente efeito, pelo módulo da impedância direta e como tal pode ser obtido a partir da potência de curto-circuito no ponto de interligação) ( $\Omega$ ).

$S_{AT_i}$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA).

$S_{AT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede [potência de transformação total instalada no ponto injetor da rede de transporte, subtraída da potência do transformador mais potente e somada do valor de 70% da potência de recurso estabelecida no protocolo de operação/condução (protocolo formal celebrado entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT e os distribuidores vinculados), somada do valor de 2% da potência de curto-circuito  $S_{CC}$  mínima no ponto injetor, caso existam ou venham a existir clientes diretamente alimentados em AT] (MVA).

**5.3 VALORES LIMITE DE DESEQUILÍBRIO PARA INSTALAÇÕES LIGADAS ÀS REDES A PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DE MT****5.3.1 POTÊNCIA CONTRATADA INFERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{CC}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Aceita-se a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, quando:

$$\frac{S_i}{S_{ccMT}} \leq 0,1\%$$

em que:

$S_i$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA).

$S_{ccMT}$  – potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MT (MVA).

**5.3.2 POTÊNCIA CONTRATADA SUPERIOR A 0,1% DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO  $S_{CC}$  MÍNIMA NO PONTO DE INTERLIGAÇÃO**

Caso a potência contratada pela instalação seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, os valores de tensão e corrente inversa emitidos não poderão exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

$$E_{U_i} \leq U_{iMT} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

$$E_{I_i} \leq \frac{U_{iMT}}{Z_{iMT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

com

$E_{U_i}$  – limite de emissão de tensão inversa para a instalação  $i$  (percentagem).

$E_{I_i}$  – limite de emissão de corrente inversa para a instalação  $i$  (%).

$U_{iMT}$  – nível de planeamento do desequilíbrio na tensão no ponto de interligação MT (%).

$S_i$  – potência aparente contratada pela instalação  $i$  que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA).

$S_{MT}$  – potência representativa da capacidade de absorção de desequilíbrio por parte da rede no ponto de interligação MT (MVA).

$U_C$  – Tensão declarada no ponto de interligação MT (kV).

$Z_{iMT}$  – Impedância inversa da rede a montante, vista do ponto de interligação MT (pu) dada por:

$$Z_{iMT}(\text{pu}) = Z_{iMT}(\Omega) \times \frac{S_i}{U_C^2}$$

**PROCEDIMENTO N.º 12  
ENVIO DE INFORMAÇÃO À ERSE**

**1 OBJETO E ÂMBITO**

O presente procedimento destina-se à definição do conteúdo mínimo da informação relativa à qualidade de serviço a enviar trimestralmente e anualmente à ERSE pelos operadores das redes, conforme previsto no Artigo 71º do RQS.

**2 INFORMAÇÃO A ENVIAR TRIMESTRALMENTE**

Os operadores das redes devem enviar trimestralmente informação à ERSE, nomeadamente sobre as seguintes matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Indicadores gerais de qualidade de serviço a nível global, por origem, tipo e causa da interrupção e por nível de tensão (no caso dos operadores das redes de distribuição devem ser ainda discriminados por zona de qualidade de serviço, por NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, por ilha).
- b) Listagem de todas as interrupções ocorridas na RNT.

**3 INFORMAÇÃO A ENVIAR ANUALMENTE**

Os operadores das redes devem enviar anualmente à ERSE informação sobre as matérias que lhe sejam aplicáveis:

- a) Incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço discriminados por padrão, nível de tensão e apresentados por zona de qualidade de serviço, desagregados em termos de concelho, de NUTS III e, no caso da RAA e da RAM, de ilha. A informação deverá permitir uma caracterização em termos do incumprimento dos padrões, número e montante das compensações pagas e número e montante de incumprimentos que reverteram para o fundo de reforço de investimentos.

- b) Relatório de acompanhamento dos resultados das monitorizações efetuadas de acordo com o Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica.
- c) Indicadores de continuidade de serviço individual – número e duração das interrupções –, com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção, por nível de tensão, por zona de qualidade de serviço. A informação deverá permitir uma caracterização em termos de histogramas, em classes de dez minutos de duração de interrupção e de uma interrupção.
- d) Listagem das interrupções classificadas como casos fortuitos ou de força maior, com discriminação por tipo e com indicação da duração dos incidentes, do número de clientes afetados e da contribuição para os indicadores gerais de continuidade de serviço.
- e) Para cada um dos PTD:
  - i) localização em termos de concelho, saída de subestação a que está ligado, potência instalada do PTD, número de clientes e respetiva potência contratada; ii) valores anuais relativos à duração e número das interrupções com discriminação por origem, tipo e causa da interrupção e por zona de qualidade de serviço.
- f) Para cada um dos PTC:
  - i) localização em termos de concelho, saída de subestação a que está ligado e potência instalada do PTC; ii) valores anuais relativos à duração e ao número das interrupções.

#### **4 OUTRA INFORMAÇÃO**

A ERSE poderá solicitar a qualquer momento, aos operadores das redes, informação não prevista nos números anteriores e que considere essencial ao desempenho da faz suas funções.

#### **5 PRAZOS**

Os prazos para o envio à ERSE de informação relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica são publicados em Diretiva da ERSE.

### **PROCEDIMENTO N.º 13 PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RND E OS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BT**

#### **1 OBJETO E ÂMBITO**

O presente procedimento destina-se à definição de um protocolo de comunicação a estabelecer entre o operador da RND e os operadores das redes exclusivamente em BT.

O operador da RND deve estabelecer um protocolo de comunicação com os operadores das redes exclusivamente em BT para troca de informação relativa a questões de qualidade de serviço.

O protocolo de comunicação a estabelecer deverá ser desenvolvido em colaboração entre as partes interessadas e aprovado pela ERSE através de Diretiva, sendo dado conhecimento à DGEG.

#### **2 CONTEÚDO DO PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO**

Do conteúdo do protocolo deverão constar:

- a) A identificação de um canal de comunicação, preferencialmente telefónico, a estabelecer entre os centros de operação e despacho do operador da RND e os operadores das redes exclusivamente em BT quando ocorram interrupções acidentais ou quaisquer anomalias no funcionamento das redes;

- b) O procedimento de informação que o operador da RND deverá adotar quando for identificada a ocorrência de uma interrupção acidental na sua rede ou a montante da mesma e que afete o fornecimento de um dos postos de transformação de qualquer dos operadores das redes exclusivamente em BT, devendo o mesmo conter, nomeadamente:
  - i. Data e hora do início da interrupção;
  - ii. Identificação da causa da interrupção;
  - iii. Descrição das ações em curso para reposição de fornecimento;
  - iv. Previsão da data e hora para essa reposição de fornecimento;
- c) A identificação de um canal de comunicação, preferencialmente por correio eletrónico, para o envio de informação trimestral e anual sobre continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica por parte do operador da RND aos operadores das redes exclusivamente em BT;
- d) O procedimento relativo ao conteúdo da informação sobre continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica que o operador da RND dever enviar trimestralmente e anualmente aos operadores das redes exclusivamente em BT, devendo o mesmo conter, nomeadamente:
  - i. Informação relativa ao valor total do número e duração das interrupções que tenham afetado cada um dos respetivos postos de transformação incluindo a identificação do contributo das diferentes causas de interrupção;
  - ii. Resultados de medições da qualidade da energia elétrica realizadas no âmbito do plano de monitorização bianual, em subestações AT/MT que estejam ligados os postos de transformação dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

### **PARTE III - DISPOSIÇÕES FINAIS**

#### **1. NORMA REMISSIVA**

Aos procedimentos administrativos previstos no presente Manual, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

#### **2. PRAZOS**

Sem prejuízo de outra indicação específica, todos os prazos estabelecidos no presente Manual são prazos corridos.

Quando o prazo termine em sábado, domingo ou feriado, transfere-se para dia útil seguinte.

#### **3. FISCALIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DO MANUAL**

A fiscalização da aplicação do presente Manual integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

Para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias

#### **4. REGIME SANCIONATÓRIO**

A inobservância das disposições estabelecidas no presente Manual, está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando designadamente o disposto no artigo 29.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente Manual, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

#### **5. INFORMAÇÃO A ENVIAR À ERSE**

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SNGN, nos termos previstos no presente Manual, deve ser apresentada em formato eletrónico.

#### **6. DIVULGAÇÃO**

A divulgação do presente Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico processa-se nos termos previstos no RARII.

#### **7. APLICAÇÃO NO TEMPO**

As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

#### **8. ENTRADA EM VIGOR**

O presente Manual entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto nos parágrafos seguintes.

As disposições que carecem de ser desenvolvidas nos termos previstos no presente Manual entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.

A regulamentação que integra os documentos previstos no presente Manual, já aprovados pela ERSE ao abrigo de regulamentos anteriores, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente Manual.