



DIÁRIO DA REPÚBLICA

SUMÁRIO

Ministérios das Actividades Económicas e do Trabalho e das Cidades, Administração Local, Habitação e Desenvolvimento Regional

Portaria n.º 1458/2004:

Fixa a remuneração da Central Hidroeléctrica de Alqueva, bem como o seu funcionamento e exploração 7008

Ministério da Agricultura, Pescas e Florestas

Portaria n.º 1459/2004:

Renova, por um período de 12 anos, a concessão da zona de caça associativa das freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja e Brogueira (zona A) (processo n.º 1117-DGRF), abrangendo vários prédios rústicos sítos nas freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja

e Brogueira, município de Torres Novas. Revoga a Portaria n.º 993/2004, de 5 de Agosto 7008

Ministério da Ciência, Inovação e Ensino Superior

Portaria n.º 1460/2004:

Altera o plano de estudos do curso bietápico de licenciatura em Engenharia de Sistemas das Telecomunicações e Electrónica ministrado pelo Instituto Superior de Engenharia do Instituto Politécnico de Lisboa 7009

Região Autónoma da Madeira

Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M:

Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira 7010

MINISTÉRIOS DAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS E DO TRABALHO E DAS CIDADES, ADMINISTRAÇÃO LOCAL, HABITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO REGIONAL.

Portaria n.º 1458/2004

de 9 de Dezembro

Face à liberalização do sector eléctrico, à constituição do mercado interno de electricidade e à criação do MIBEL, o enquadramento da Central Hidroeléctrica de Alqueva (CHA), previsto pelos Decretos-Leis n.ºs 182/95, de 27 de Julho, 56/97, de 14 de Março, e 335/2001, de 24 de Dezembro, foi substancialmente alterado. Assim, o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, determinou que as condições de funcionamento, de exploração e de remuneração da Central se efectuassem, transitivamente, em termos a definir por portaria dos Ministros da Economia e das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente.

No actual contexto, a remuneração da CHA deverá estar em harmonia com o regime ordinário criado pelo artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, valorizando-se a energia entregue à rede e a potência segundo regras de mercado; mas considera-se que deverá também ser tida em consideração a valia que a CHA apresenta, pela grande capacidade de armazenamento de água que possui. Com efeito, a Central pode contribuir de forma muito significativa para a fiabilidade do sistema electroprodutor pelos serviços de sistema que a Central pode proporcionar ao sistema eléctrico.

Nestes termos, e complementarmente à remuneração obtida no mercado, deverão também ser remunerados os serviços de sistema prestados pela CHA, em termos a acordar com a concessionária da Rede Nacional de Transporte.

Assim:

Manda o Governo, pelos Ministros de Estado, das Actividades Económicas e do Trabalho e das Cidades, Administração Local, Habitação e Desenvolvimento Regional, ao abrigo do disposto no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o seguinte:

1.º A remuneração da Central Hidroeléctrica de Alqueva (CHA) bem como o seu funcionamento e exploração obedecem ao disposto nesta portaria.

2.º A remuneração da CHA resulta das duas parcelas seguintes:

- a) Parcela energia e potência — valia associada à energia eléctrica e potência disponibilizadas;
- b) Parcela serviços de sistema — valia dos serviços prestados pela CHA associados à elasticidade e capacidade de resposta a situações pontuais e inesperadas que a Central possui e à sua elevada capacidade de bombagem, constituindo-se como reserva estratégica.

3.º O valor da parcela energia e potência será estabelecido livremente, em regime de mercado.

4.º A parcela serviços de sistema será remunerada de acordo com um contrato específico a celebrar com a concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) responsável pela operação do sistema eléctrico.

5.º A remuneração da CHA desde o início da exploração e até quatro meses após a entrada em vigor desta portaria será valorizada para as parcelas referidas nas

alíneas a) e b) do n.º 2.º em € 49/MWh e € 12/MWh, respectivamente.

6.º O montante correspondente à remuneração nos termos do número anterior da parcela referida na alínea a) do n.º 2.º será integrado na parcela de energia e potência da tarifa do SEP.

7.º Os montantes correspondentes à remuneração da parcela referida na alínea b) do n.º 2.º serão integrados na parcela UGS da tarifa.

8.º Para os efeitos previstos nesta portaria, a entidade exploradora da CHA poderá ser a própria EDIA ou outra entidade, reconhecida pela DGGE, a quem legitimamente tenha sido atribuída a exploração da Central.

Em 4 de Novembro de 2004.

O Ministro de Estado, das Actividades Económicas e do Trabalho, *Álvaro Roque de Pinho Bissaya Barreto*. — O Ministro das Cidades, Administração Local, Habitação e Desenvolvimento Regional, *José Luís Fazenda Arnaut Duarte*.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PISCAS E FLORESTAS

Portaria n.º 1459/2004

de 9 de Dezembro

Pela Portaria n.º 722-H1/92, de 15 de Julho, alterada pelas Portarias n.ºs 539/95 e 107/98, respectivamente de 3 de Junho e de 26 de Fevereiro, foi concessionada à Garça Real — Associação de Caçadores das Freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja e Brogueira a zona de caça associativa das freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja e Brogueira (zona A) (processo n.º 1117-DGRF), situada no município de Torres Novas, com a área de 1643 ha, e não com 1490,2290 ha como é referido na Portaria n.º 107/98, válida até 15 de Julho de 2004.

Entretanto, a entidade concessionária veio requerer a sua renovação.

Cumpridos os preceitos legais, com fundamento no disposto no n.º 3 do artigo 164.º do Decreto-Lei n.º 202/2004, de 18 de Agosto, e no n.º 8 do artigo 44.º, em articulação com o disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 36.º, do Decreto-Lei n.º 227-B/2000, de 15 de Setembro, com a redacção que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 338/2001, de 26 de Dezembro, e ouvido o Conselho Cinegético Municipal:

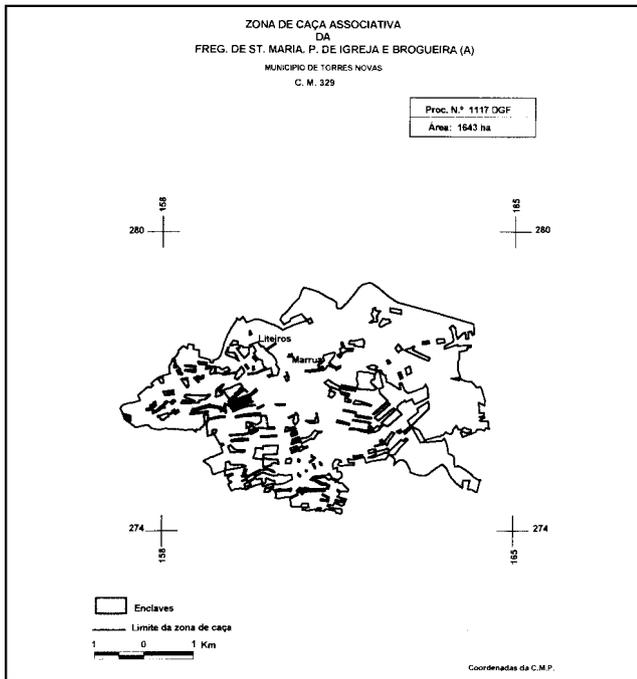
Manda o Governo, pelo Ministro da Agricultura, Pescas e Florestas, o seguinte:

1.º Pela presente portaria é renovada, por um período de 12 anos, a concessão da zona de caça associativa das freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja e Brogueira (zona A) (processo n.º 1117-DGRF), abrangendo vários prédios rústicos sitos nas freguesias de Santa Maria, Parceiros da Igreja e Brogueira, município de Torres Novas, com a área de 1643 ha, conforme planta anexa à presente portaria e que dela faz parte integrante.

2.º É revogada a Portaria n.º 993/2004, de 5 de Agosto.

3.º A presente portaria produz efeitos a partir do dia 16 de Julho de 2004.

Pelo Ministro da Agricultura, Pescas e Florestas, *Luís António Pires Pinheiro*, Secretário de Estado das Florestas, em 18 de Novembro de 2004.



**MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, INOVAÇÃO
E ENSINO SUPERIOR**

**Portaria n.º 1460/2004
de 9 de Dezembro**

Sob proposta do Instituto Politécnico de Lisboa e do seu Instituto Superior de Engenharia;

Considerando o disposto no artigo 13.º da Lei n.º 46/86, de 14 de Outubro (Lei de Bases do Sistema Educativo), alterada pela Lei n.º 115/97, de 19 de Setembro;

Considerando o disposto no Regulamento Geral dos Cursos Bietápicos de Licenciatura das Escolas de Ensino Superior Politécnico, aprovado pela Portaria n.º 413-A/98, de 17 de Julho, alterada pelas Portarias

n.ºs 533-A/99, de 22 de Julho, e 1359/2004, de 26 de Outubro;

Considerando o disposto na Portaria n.º 413-E/98, de 17 de Julho, alterada pela Portaria n.º 680-C/98, de 31 de Agosto;

Considerando o disposto na Portaria n.º 723/99, de 24 de Agosto;

Ao abrigo do disposto na Lei n.º 54/90, de 5 de Setembro (estatuto e autonomia dos estabelecimentos de ensino superior politécnico), alterada pelas Leis n.ºs 20/92, de 14 de Agosto, e 71/93, de 26 de Novembro, e no capítulo III do Decreto-Lei n.º 316/83, de 2 de Julho;

Manda o Governo, pela Ministra da Ciência, Inovação e Ensino Superior, o seguinte:

1.º

Alteração do plano de estudos

O quadro n.º 8 do anexo à Portaria n.º 723/99, de 24 de Agosto, que aprovou o plano de estudos do curso bietápico de licenciatura em Engenharia de Sistemas das Telecomunicações e Electrónica ministrado pelo Instituto Superior de Engenharia do Instituto Politécnico de Lisboa, passa ter a redacção constante do anexo à presente portaria.

2.º

Transição

As regras de transição entre o anterior e o novo plano de estudos são fixadas pelo órgão legal e estatutariamente competente do estabelecimento de ensino.

3.º

Aplicação

O disposto na presente portaria aplica-se a partir do ano lectivo de 2004-2005, inclusive.

A Ministra da Ciência, Inovação e Ensino Superior, *Maria da Graça Martins da Silva Carvalho*, em 17 de Novembro de 2004.

ANEXO

(Portaria n.º 723/99, de 24 de Agosto — alteração)

Instituto Politécnico de Lisboa

Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

Curso de Engenharia de Sistemas das Telecomunicações e Electrónica

2.º ciclo

Grau de licenciado

QUADRO N.º 8

1.º ano — 2.º semestre

| Unidades curriculares | Tipo | Escolaridade (em horas semanais) | | | | Observações |
|--|-----------------|----------------------------------|------------------------|----------------|-----------------------|-------------|
| | | Aulas teóricas | Aulas teórico-práticas | Aulas práticas | Seminários e estágios | |
| Electrónica de Aquisição e Processamento | Semestral | | 4,5 | | | |
| Aplicações Multimédia | Semestral | | 4,5 | | | |
| Sistemas de Telecomunicações III | Semestral | | 6 | | | |
| Sistemas de Teledifusão | Semestral | | 6 | | | |
| Teoria da Informação | Semestral | | 4,5 | | | |

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Presidência do Governo

Decreto Regulamentar Regional n.º 15/2004/M

Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira

O fornecimento de energia eléctrica deve assegurar o bem-estar e satisfação das populações e o desenvolvimento das actividades económicas em condições de operação competitivas.

A optimização destes objectivos é conseguida quando o fornecimento é prestado com a necessária qualidade de serviço, nomeadamente com a observância de padrões mínimos de qualidade de natureza técnica e comercial, bem como do estabelecimento de mecanismos adequados de controlo e monitorização da evolução da referida qualidade de serviço.

O presente Regulamento, adoptado no contexto da regulamentação do sector eléctrico nos termos previstos no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, constitui um ponto de partida, pelo que, uma vez conhecidos e analisados os resultados da sua aplicação efectiva, será sujeito a revisão tendente a introduzir melhorias e a adaptar os níveis de exigência da qualidade de serviço à evolução verificada.

Por outro, deverá procurar-se tendencialmente a harmonização daqueles níveis de qualidade de serviço entre os diversos sistemas eléctricos nacionais.

Na elaboração do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), foram levados em conta os seguintes aspectos específicos da Região Autónoma da Madeira:

Considerações técnicas associadas à actual composição e estrutura topológica das redes eléctricas, bem como ao facto de os sistemas eléctricos de cada ilha constituírem sistemas isolados com fragilidades intrínsecas;

Avaliação, de acordo com os dados disponíveis, da situação actual de cada ilha relativamente à qualidade de serviço das redes e sistemas produtores respectivos;

Estabelecimento e classificação das zonas geográficas, tendo como base, nomeadamente, a sua importância administrativa específica, a densidade populacional, a orografia e o grau de industrialização, nos termos definidos no artigo 8.º do Regulamento;

Determinação dos indicadores gerais de qualidade de serviço para a Região, desagregados por ilha, permitindo uma análise da situação da Região Autónoma e, em particular, de cada ilha;

Consideração da influência do sistema produtor nos padrões dos indicadores individuais, dado que têm a ver directamente com a avaliação global do serviço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira (SEPM) aos clientes; No presente diploma foi considerado um período transitório entre a data da publicação do RQS e a sua aplicação integral, destinado a permitir que as entidades do SEPM adoptem os procedimentos necessários para o seu cumprimento, sem pôr em risco a estabilidade da sua actividade.

No âmbito da aprovação do presente Regulamento, foram consultadas a Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), a Entidade Reguladora dos Serviços

Energéticos (ERSE), o Serviço de Defesa do Consumidor, a Associação de Municípios e a Empresa de Electricidade da Madeira (EEM), tendo sido considerada a maioria das sugestões apresentadas por estas entidades.

O presente decreto procede ainda à consagração do princípio do pagamento automático de compensações a clientes por crédito na factura, por incumprimento dos padrões, por forma a constituir um sinal económico para as entidades do SEPM, conduzindo-as a melhorar a qualidade técnica do serviço prestado e o seu relacionamento comercial com os clientes, salvaguardando contudo a respectiva entrada em vigor, que apenas produzirá efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2007.

Nestes termos, o Governo Regional da Madeira, ao abrigo da alínea *d*) do n.º 1 do artigo 227.º da Constituição da República Portuguesa, da alínea *d*) do artigo 69.º e do n.º 1 do artigo 70.º do Estatuto Político-Administrativo da Região Autónoma da Madeira, aprovado pela Lei n.º 13/91, de 5 de Junho, revista pela Lei n.º 130/99, de 21 de Agosto, e pela Lei n.º 12/2000, de 21 de Junho, e do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, decreta o seguinte:

Artigo 1.º

É aprovado o Regulamento da Qualidade de Serviço do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira, que constitui o anexo do presente diploma e que dele faz parte integrante.

Artigo 2.º

1 — O presente Regulamento entra em vigor no dia seguinte à data da publicação do presente diploma, sem prejuízo do regime transitório estabelecido no n.º 2.

2 — As disposições referentes às medidas compensatórias só entram em vigor a partir de 1 de Janeiro de 2007.

Aprovado em Conselho do Governo Regional em 30 de Setembro de 2004.

O Secretário Regional dos Recursos Humanos, em substituição do Presidente do Governo Regional, *Eduardo António Brazão de Castro*.

Assinado em 15 de Novembro de 2004.

Publique-se.

O Ministro da República para a Região Autónoma da Madeira, *Antero Alves Monteiro Diniz*.

ANEXO

REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SISTEMA ELÉCTRICO DE SERVIÇO PÚBLICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.

CAPÍTULO I

Disposições gerais

SECÇÃO I

Objecto, campo de aplicação e definições

Artigo 1.º

Objecto

O presente Regulamento estabelece os padrões mínimos de qualidade e de natureza técnica e comercial

a que deve obedecer o serviço prestado pelas entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira (SEPM).

Artigo 2.º

Campo de aplicação

1 — As disposições do presente Regulamento aplicam-se às seguintes actividades:

- a) Fornecimento de energia eléctrica aos clientes do SEPM;
- b) Prestação de serviços de transporte e distribuição de energia eléctrica pelas entidades do SEPM;
- c) Produção e utilização de energia eléctrica por entidades com instalações fisicamente ligadas ao SEPM.

2 — Estão abrangidas pelas disposições deste Regulamento as seguintes entidades:

- a) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado;
- b) Os clientes do SEPM;
- c) Os produtores do sistema eléctrico independente (SEIM) e os clientes não vinculados com instalações fisicamente ligadas às redes do SEPM.

3 — Excluem-se do presente Regulamento as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior.

4 — Para efeitos deste Regulamento, consideram-se casos fortuitos ou de força maior, nomeadamente, os que resultem da ocorrência de greve geral, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica directa, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros devidamente comprovada.

5 — Os procedimentos a observar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado quando ocorram casos fortuitos ou de força maior serão objecto de uma norma complementar, a aprovar nos termos previstos no artigo 59.º

Artigo 3.º

Definições

Para efeitos de aplicação do presente Regulamento, consideram-se as definições constantes do anexo n.º 1, bem como as da norma portuguesa NP EN 50 160.

SECÇÃO II

Princípios gerais

Artigo 4.º

Generalidades

1 — O Regulamento da Qualidade de Serviço engloba disposições de natureza técnica e de natureza comercial, considerando-se nas primeiras os aspectos de continuidade de serviço e de qualidade da onda de tensão.

2 — As disposições referidas no número anterior podem variar com as circunstâncias locais, de acordo com a classificação de zonas constante do artigo 8.º

3 — Na avaliação da continuidade de serviço considera-se o número e a duração das interrupções, distinguindo-se as interrupções previstas (programadas) e as acidentais (imprevistas).

4 — Na avaliação da qualidade da onda de tensão consideram-se, nomeadamente, as características de amplitude, de frequência, de forma da onda de tensão e de simetria do sistema trifásico.

5 — As disposições de natureza comercial regulam o relacionamento da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado com os seus clientes, nomeadamente nos aspectos de atendimento, informação, assistência técnica e avaliação da satisfação dos clientes.

6 — As disposições de natureza técnica de qualidade da onda de tensão deste Regulamento aplicam-se, com as devidas adaptações, aos produtores do SEIM com instalações fisicamente ligadas ao SEPM.

7 — Na sua qualidade de utilizadores das redes do SEPM, são conferidos aos produtores do SEIM os direitos relativos às disposições de continuidade de serviço.

Artigo 5.º

Padrões de qualidade

Os padrões de qualidade de serviço podem ser de natureza:

- a) Geral, quando se referem à rede de transporte, à rede de distribuição ou zona desta rede, exploradas pela entidade concessionária do transporte e distribuição. Neste âmbito são definidos padrões para a Região, relativos aos pontos de entrega da Região Autónoma, e por ilha, relativos aos pontos de entrega de uma ilha, referentes quer à rede de transporte, quer à rede de distribuição ou zona dessa rede;
- b) Individual, quando se referem a um ponto de entrega a um cliente ou a um ponto de ligação de um produtor.

Artigo 6.º

Minimização dos riscos

1 — A observância dos padrões de qualidade de serviço não isenta os clientes, para os quais a continuidade de serviço ou a qualidade da onda de tensão assumam particular importância, de instalarem por sua conta, dentro de parâmetros de racionalidade económica, meios que possam minimizar as falhas, a fim de evitar prejuízos desproporcionados aos meios que os teriam evitado.

2 — O cliente poderá contratualmente optar por uma alimentação com um padrão de qualidade superior à estabelecida no presente Regulamento, mediante o pagamento dos respectivos encargos.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá aconselhar o cliente, em termos gerais e na medida do possível, sobre o local, o tipo de alimentação e os equipamentos necessários para a obtenção da qualidade de alimentação pretendida.

Artigo 7.º

Verificação da qualidade

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve instalar e manter operacionais

sistemas de registo e monitorização necessários à verificação do cumprimento dos padrões de qualidade de serviço.

2 — A verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica será feita com base num plano anual de monitorização, que permita identificar eventuais áreas de melhoria.

3 — A metodologia e os critérios utilizados na monitorização dos padrões de natureza técnica devem ser explicitados no plano referido no número anterior.

4 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado apresentará à Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia (DRCIE) até ao final do mês de Outubro de cada ano, para aprovação, uma proposta de plano de monitorização para o ano seguinte, sendo a primeira proposta apresentada durante o ano imediatamente anterior ao ano civil referido no n.º 2 do artigo 60.º

5 — Os planos referidos no número anterior serão aprovados pela DRCIE, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

6 — Os planos de monitorização, uma vez aprovados pela DRCIE, serão remetidos por esta entidade à ERSE, até 15 de Dezembro de cada ano, para efeitos de fiscalização do seu cumprimento.

7 — Sempre que haja reclamações dos clientes, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado efectuará as medições complementares às previstas no plano anual de monitorização que se venham a revelar necessárias.

8 — Os procedimentos a observar na realização das medições complementares previstas no número anterior serão objecto de norma complementar a aprovar nos termos previstos no artigo 59.º

9 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da onda de tensão.

10 — Quando se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada deve ser reembolsada pelo cliente dos custos referidos no número anterior, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

11 — Os clientes têm o direito de instalar, por sua conta, sistemas de registo de medida da qualidade de serviço devidamente selados e calibrados.

12 — Os registos produzidos pelos sistemas referidos no número anterior, objecto de instalação e selagem por acordo escrito entre ambas as partes, constituem meio de prova nas reclamações referidas no n.º 7.

Artigo 8.º

Classificação de zonas

1 — Os padrões de qualidade de serviço a observar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado pode variar de acordo com as zonas geográficas estabelecidas no número seguinte.

2 — Para efeitos de aplicação deste Regulamento, foram estabelecidos três tipos de zonas, delimitadas geo-

graficamente, a que corresponde a seguinte classificação:

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

3 — A delimitação precisa das diferentes zonas geográficas e locais associados, para cada ilha, constam de mapas elaborados e documentos complementares a publicar pela DRCIE.

4 — A caracterização das zonas geográficas deverá manter-se estável por períodos não inferiores a quatro anos.

SECÇÃO III

Responsabilidades e obrigações

Artigo 9.º

Responsabilidade das entidades do Sistema Eléctrico de Serviço Público

Sem prejuízo do direito de regresso, entre as entidades do SEPM, conforme o previsto nos respectivos contratos de vinculação, a responsabilidade pela qualidade de serviço, perante os respectivos clientes, é da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 10.º

Responsabilidade de entidades exteriores ao Sistema Eléctrico de Serviço Público

1 — As entidades com instalações fisicamente ligadas ao SEPM são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento do SEPM ou nos equipamentos de outros clientes, nos termos da lei.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respectivas redes, podendo aconselhar os produtores e os clientes sobre a melhor forma de limitar, ao nível permitido, as perturbações emitidas.

3 — A metodologia de cálculo dos limites máximos das perturbações emitidas para a rede pelas instalações fisicamente ligadas às redes do SEPM deverá ser objecto de uma norma complementar a aprovar nos termos previstos no artigo 59.º

Artigo 11.º

Obrigações dos produtores

1 — As instalações de produção, não sujeitas a despacho e ligadas fisicamente ao SEPM, devem obedecer às condições técnicas de ligação às redes constantes na legislação aplicável e do respectivo contrato de compra e venda de energia eléctrica.

2 — Em casos especiais, e verificando-se lacuna ou insuficiência das referidas condições técnicas, a DRCIE poderá aprovar a aplicação de medidas adicionais.

3 — Quando as instalações do produtor causarem perturbações na rede a que está ligado, a entidade explo-

radora dessa rede fixará um prazo para a correcção da anomalia, podendo, no entanto, desligar aquelas instalações da rede quando a gravidade da situação o justifique, dando conhecimento do facto à DRCIE e à ERSE.

Artigo 12.º

Obrigações dos clientes

1 — As instalações dos clientes não devem introduzir perturbações na rede do SEPM que excedam os padrões estabelecidos para os indicadores de qualidade de serviço definidos no presente Regulamento ou que excedam o estabelecido nos contratos de fornecimento de energia eléctrica.

2 — A entidade do SEPM responsável pelo fornecimento ou entrega de energia eléctrica a um cliente pode interromper o serviço prestado quando a gravidade da situação o justifique ou quando o cliente não elimine, nos prazos referidos no número seguinte, as causas das perturbações emitidas, dando conhecimento do facto à DRCIE e à ERSE.

3 — Os prazos para a regularização da situação deverão ser objecto de acordo entre a referida entidade do SEPM e o cliente ou, na falta de acordo, ser submetidos a decisão da ERSE.

CAPÍTULO II

Continuidade de serviço

SECÇÃO I

Qualidade geral

Artigo 13.º

Interrupções

1 — O fornecimento de energia eléctrica bem como a prestação do serviço de transporte e distribuição podem ser interrompidos por:

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

2 — As interrupções referidas nas alíneas b) a f) do número anterior são caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais.

3 — Qualquer interrupção do fornecimento de energia eléctrica originada por casos fortuitos ou de força maior de que resulte uma energia não distribuída superior a 10 MW.h na ilha da Madeira e a 1 MW.h na ilha de Porto Santo deve ser comunicada à ERSE pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado através de relatório devidamente fundamentado.

Artigo 14.º

Indicadores gerais

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracte-

rização da continuidade de serviço das redes de transporte que explora, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais, para cada ilha e para a Região:

- a) Energia não fornecida (ENF), em megavátios-hora;
- b) Tempo de interrupção equivalente (TIE), em minutos;
- c) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- d) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI), em minutos;
- e) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI), em minutos.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço das redes de distribuição que explora, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais, para cada ilha e para a Região, para as diversas redes:

2.1 — Para redes de distribuição em média tensão, agrupadas de acordo com a classificação das zonas estabelecida no artigo 8.º, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:

- a) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI), em horas por ano;
- b) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- c) Duração média das interrupções do sistema, (SAIDI) em minutos;
- d) Energia não distribuída (END), em megavátios-hora;

2.2 — Para redes de distribuição em baixa tensão, agrupadas de acordo com a classificação de zonas estabelecida no artigo 8.º, com discriminação dos índices por interrupções previstas e acidentais:

- a) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI);
- b) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI), em minutos.

3 — No cálculo dos indicadores gerais referidos nos n.ºs 1 e 2 devem ser consideradas as interrupções quer com origem no sistema produtor quer com origem nas próprias redes de transporte e distribuição. No entanto, deverão ser calculados igualmente os valores daqueles indicadores discriminados por interrupções com origem exclusivamente no sistema produtor e com origem nas redes.

4 — 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 eléctrica, deverão ser objecto de uma norma complementar a aprovar nos termos previstos no artigo 59.º

Artigo 15.º

Padrões para as redes de distribuição em média tensão e baixa tensão

Os indicadores para as redes de distribuição em média tensão e baixa tensão previstos no n.º 2 do artigo anterior, com excepção do indicador END, referentes a inter-

rupções longas não tendo como origem o sistema produtor e não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º, não deverão exceder os seguintes valores anuais:

| Indicadores | Tensão | Zonas geográficas | Valores máximos por região | Valores máximos por ilha |
|----------------------|--------|-------------------|----------------------------|--------------------------|
| TIEPI (horas) | MT | A | 2 | 3 |
| | | B | 4 | 6 |
| | | C | 12 | 18 |
| SAIFI (número) | MT | A | 3 | 4 |
| | | B | 6 | 7 |
| | | C | 9 | 10 |
| | BT | A | 3 | 4 |
| | | B | 6 | 7 |
| | | C | 9 | 10 |
| SAIDI (horas) | MT | A | 3 | 3 |
| | | B | 5 | 6 |
| | | C | 12 | 18 |
| | BT | A | 4 | 6 |
| | | B | 8 | 10 |
| | | C | 14 | 22 |

SECÇÃO II

Qualidade individual

Artigo 16.º

Indicadores individuais

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve determinar, anualmente, para todos os pontos de entrega das redes de transporte, os seguintes indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Frequência das interrupções;
- Duração total das interrupções, em minutos.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve determinar para as redes de distribuição, com base nos sistemas de registo referidos no artigo 7.º, os indicadores individuais de continuidade de serviço referidos no número anterior.

3 — No cálculo dos indicadores individuais referidos nos n.ºs 1 e 2 devem ser consideradas as interrupções quer com origem no sistema produtor, quer com origem nas próprias redes de transporte e distribuição. No entanto, deverão ser calculados igualmente os valores daqueles indicadores discriminados por interrupções com origem exclusivamente no sistema produtor e com origem nas redes.

4 — Os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais deverão ser objecto de uma norma complementar a aprovar nos termos previstos no artigo 59.º

Artigo 17.º

Padrões para as diversas redes

1 — Nas redes de transporte, as interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º, não deverão

exceder, por ano e por ponto de entrega a clientes, os seguintes valores:

Número e duração das interrupções:

Número de interrupções por ano — seis;
Duração total das interrupções (horas por ano) — duas.

2 — Nas redes de distribuição em média tensão (MT) e baixa tensão (BT), o número e a duração acumulada das interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º, não deverão exceder, por ano e por ponto de entrega a clientes, os valores constantes dos seguintes quadros:

Número de interrupções por ano

| | MT | BT |
|--------------|----|----|
| Zona A | 9 | 13 |
| Zona B | 20 | 25 |
| Zona C | 34 | 40 |

Duração total das interrupções

(horas por ano)

| | MT | BT |
|--------------|----|----|
| Zona A | 4 | 6 |
| Zona B | 9 | 11 |
| Zona C | 18 | 22 |

CAPÍTULO III

Qualidade da onda de tensão

Artigo 18.º

Características da tensão

Em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente devem respeitar:

- Nas redes de distribuição em BT e MT e na rede de transporte a 30 kV, o disposto na norma NP EN 50 160;
- Na rede de transporte a 60 kV, o disposto em norma complementar a aprovar nos termos do artigo 59.º

Artigo 19.º

Medições e registos

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá, anualmente, à caracterização da tensão nas redes de transporte (30 kV e 60 kV), devendo, para o efeito, em conformidade com o plano de monitorização referido no artigo 7.º, efectuar medições que permitam determinar valores indicativos nos pontos de entrega de energia eléctrica seleccionados das seguintes características da tensão:

- Frequência;
- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Tremulação (*flicker*);

- e) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- f) Distorção harmónica.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá, anualmente, em conformidade com o plano de monitorização referido no artigo 7.º, à caracterização da tensão nas redes de distribuição que explora, devendo obter registos que permitam determinar valores das características da tensão referidas no número anterior, medidos nos postos de transformação MT/BT.

CAPÍTULO IV

Planos de melhoria da qualidade de serviço

Artigo 20.º

Planos de melhoria da qualidade de serviço de natureza técnica

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado podem declarar à DRCIE a existência de dificuldades pontuais para cumprimento dos padrões de qualidade geral ou individual fixados neste Regulamento.

2 — Para os efeitos do número anterior, devem aquelas entidades submeter à aprovação da DRCIE um plano de melhoria da qualidade de serviço devidamente calendarizado e orçamentado, demonstrando as dificuldades e indicando os benefícios esperados.

3 — A DRCIE aprovará os planos referidos no número anterior, ouvida a ERSE, entidade responsável pela fiscalização do seu cumprimento.

4 — O plano referido no n.º 2 deverá ser executado dentro dos prazos aprovados, salvo se o incumprimento desses prazos resultar de razões não imputáveis à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

5 — Durante a execução do plano, ou no prazo máximo de dois anos estabelecido para esse fim, não se aplicarão, nas zonas e pontos de entrega por ele abrangidos, desde que o mesmo tenha sido aprovado pela DRCIE, as consequências do incumprimento dos padrões de qualidade de serviço, tanto individual como geral.

6 — Os custos do investimento associados ao desenvolvimento destes planos, incluindo os originados por novas exigências resultantes da revisão de disposições do presente Regulamento, de situações excepcionais não previsíveis aquando do planeamento da rede e de casos fortuitos ou de força maior, são recuperados através das tarifas de uso da rede.

CAPÍTULO V

Disposições de natureza comercial

SECÇÃO I

Qualidade geral

SUBSECÇÃO I

Atendimento

Artigo 21.º

Condições gerais de atendimento

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve adoptar modalidades de atendi-

mento diversificadas que garantam aos interessados o acesso fácil e cómodo à informação e aos serviços disponíveis.

Artigo 22.º

Modalidades de atendimento

1 — Para efeitos do disposto no artigo anterior, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve adoptar, em relação aos clientes do SEPM alimentados em baixa tensão, entre outras, as seguintes modalidades de atendimento:

- a) Centros de atendimento;
- b) Atendimento telefónico;
- c) Por escrito;
- d) Correio electrónico (*e-mail*).

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, em relação aos clientes do SEPM alimentados em média tensão, deve adoptar modalidades de atendimento que assegurem aos interessados uma qualidade de atendimento nas condições estabelecidas no presente capítulo.

Artigo 23.º

Centros de atendimento

1 — Os centros de atendimento a clientes previstos no artigo anterior poderão ser estabelecidos em instalações próprias da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado ou de entidades prestadoras de serviços contratadas para esse efeito.

2 — Os centros de atendimento referidos no n.º 1 devem dispor de meios humanos e materiais que garantam um atendimento eficaz e assegurem uma adequada cobertura da base de clientes.

3 — Os centros de atendimento devem permitir um relacionamento comercial visando a possibilidade de proceder à celebração de contratos, à realização de pagamentos, à requisição de serviços, à apresentação de reclamações, à comunicação de avarias e à obtenção de informações.

Artigo 24.º

Atendimento telefónico

1 — Os sistemas de atendimento telefónico, referidos no n.º 1 do artigo 22.º, devem ser dimensionados de forma a assegurar um atendimento eficaz.

2 — O atendimento telefónico deve permitir um relacionamento comercial completo, ressalvadas as situações de obrigatoriedade de atendimento presencial.

3 — O atendimento telefónico referido nos números anteriores é de utilização gratuita.

4 — Para efeitos do número anterior a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve igualmente dispor de linhas telefónicas de atendimento permanente para a comunicação de avarias e situações de urgência.

SUBSECÇÃO II

Informação aos clientes

Artigo 25.º

Cumprimento do dever de informação

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve assegurar aos interessados informação rigorosa e actualizada, designadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Contratos de fornecimento;
- b) Opções tarifárias à disposição dos clientes, bem como aconselhamento sobre as opções mais convenientes, tendo em conta as informações que estes possam prestar sobre os equipamentos e respectiva utilização previstos para as suas instalações;
- c) Serviços disponíveis;
- d) Apresentação e tratamento de reclamações;
- e) Padrões de qualidade de serviço e eventuais compensações devidas ao cliente pelo seu incumprimento;
- f) Modalidades de facturação e pagamento;
- g) Acesso aos serviços da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, designadamente aos centros de atendimento e de atendimento telefónico;
- h) Factos imputáveis aos clientes que podem justificar a suspensão do fornecimento de energia eléctrica e encargos associados à reposição do serviço;
- i) Procedimentos em caso de mora no pagamento das facturas de energia eléctrica;
- j) Procedimentos sobre a resolução de conflitos.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve ainda assegurar aos interessados informação completa sobre as condições técnicas e comerciais associadas ao estabelecimento de ligações à rede.

3 — Sempre que ocorram alterações nas condições de prestação do serviço de fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre as matérias referidas no n.º 1, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve promover a sua divulgação prévia junto dos seus clientes.

4 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve igualmente promover a divulgação das tarifas em vigor.

5 — Sempre que se verificarem interrupções de fornecimento de energia eléctrica em resultado de avarias na rede, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve, quando solicitada, informar os clientes sobre as causas da interrupção, bem como a hora prevista para a reposição de serviço.

Artigo 26.º

Publicações

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve publicar folhetos informativos, designadamente sobre as seguintes matérias:

- a) Contratação do fornecimento de energia eléctrica;
- b) Segurança na utilização de electricidade;

- c) Utilização eficiente de electricidade;
- d) Compensação do factor de potência;
- e) Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica;
- f) Padrões individuais de qualidade de serviço, bem como as compensações associadas ao seu incumprimento;
- g) Clientes com necessidades especiais;
- h) Utilização de estimativas de consumo para efeitos de facturação;
- i) Apresentação e tratamento de reclamações;
- j) Leitura de contadores pelos clientes;
- k) Modalidades de facturação e pagamento.

2 — As publicações referidas no número anterior devem ser elaboradas considerando a especificidade dos diferentes tipos de clientes a que se destinam.

3 — Para efeitos dos números anteriores, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve consultar as associações de consumidores, de âmbito regional e de interesse genérico e específico para o sector eléctrico, sobre o conteúdo das publicações, quando o mesmo diga respeito a direitos e deveres dos consumidores.

4 — As publicações referidas nos números anteriores são de distribuição gratuita e devem estar acessíveis aos clientes da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, sendo fornecidas por ocasião do estabelecimento de novos contratos, tendo em conta a tipificação dos clientes.

5 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve enviar à ERSE um exemplar de cada uma das publicações disponibilizadas aos seus clientes.

SUBSECÇÃO III

Clientes com necessidades especiais

Artigo 27.º

Clientes com necessidades especiais

1 — Para efeitos deste Regulamento, são considerados clientes com necessidades especiais:

- a) Os deficientes motores impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeira de rodas;
- b) Os deficientes visuais com amaurose total;
- c) Os deficientes auditivos com surdez total;
- d) Os dependentes de equipamentos médicos imprescindíveis à sua sobrevivência, que incluem, por exemplo, equipamentos de diálise, concentradores de oxigénio ou ventiladores artificiais, cujo funcionamento é assegurado pela rede eléctrica.

2 — Os clientes que tenham com eles a coabitar pessoas nas condições da alínea d) do número anterior são tratados, para os efeitos desta secção, como clientes com necessidades especiais.

3 — Sem prejuízo dos direitos especiais consignados nesta subsecção, 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 28.º

Registo dos clientes com necessidades especiais

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado fica obrigada a manter actualizado um registo dos clientes com necessidades especiais, devendo a solicitação de registo ser da iniciativa e da exclusiva responsabilidade dos clientes com necessidades especiais.

2 — A solicitação de registo deve ser acompanhada de documentos autênticos ou autenticados, que comprovem que os clientes se encontram nas condições referidas nos n.ºs 1 ou 2 do artigo anterior.

3 — Nos casos de incapacidade temporária, o registo tem a validade máxima de um ano, devendo ser renovado ao fim desse período caso se mantenha a situação que justificou a sua aceitação.

Artigo 29.º

Deveres para com os clientes com necessidades especiais

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, relativamente aos clientes constantes do registo referido no artigo anterior, tem os seguintes deveres especiais:

- a) Adoptar as medidas adequadas tendo em vista garantir o exercício do direito daqueles à informação e a um relacionamento comercial de qualidade;
- b) Informar individualmente e com a antecedência mínima estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais, no caso dos clientes referidos na alínea d) do n.º 1 e no n.º 2 do artigo 27.º, das interrupções de fornecimento previstas, objecto de pré-aviso.

2 — Para efeitos da alínea a) do número anterior, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve consultar as associações de deficientes, nomeadamente, quanto ao conteúdo do folheto referido na alínea g) do n.º 1 do artigo 26.º

3 — Para efeitos da alínea b) do n.º 1, o cliente deve acordar com a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado um meio de comunicação adequado.

SUBSECÇÃO IV

Indicadores gerais e avaliação da satisfação dos clientes

Artigo 30.º

Indicadores gerais e respectivos padrões

Os indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial e os respectivos padrões a observar são os constantes do seguinte quadro:

| Indicador geral | Padrão (em percentagem) |
|--|-------------------------|
| Percentagem de requisições e ligações à rede de instalações de baixa tensão, executadas no prazo máximo de quatro dias úteis, após a celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica | 90 |
| Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até vinte minutos, nos centros de atendimento | 90 |

| Indicador geral | Padrão (em percentagem) |
|---|-------------------------|
| Percentagem de atendimentos, com tempos de espera até sessenta segundos, no atendimento telefónico centralizado | 80 |
| Percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até quatro horas, na sequência de interrupções de fornecimento acidentais | 80 |
| Percentagem de reclamações apreciadas e respondidas até 15 dias úteis | 95 |
| Percentagem de pedidos de informação, apresentados por escrito, respondidos até 15 dias úteis | 90 |
| Percentagem de clientes de baixa tensão cujo contador tenha sido objecto de, pelo menos, uma leitura durante o último ano civil | 98 |

Artigo 31.º

Cálculo dos indicadores gerais

O cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial, por ilha e globais, deve ser efectuado de acordo com o estabelecido em norma complementar a aprovar nos termos do artigo 59.º

Artigo 32.º

Avaliação do grau de satisfação dos clientes

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve promover, pelo menos anualmente, a realização de inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes relativamente à qualidade do fornecimento de energia eléctrica, bem como dos serviços conexos.

2 — A metodologia seguida na realização dos inquéritos ou estudos de imagem e os resultados obtidos são objecto de publicação nos relatórios da qualidade de serviço, conforme disposto no capítulo VI.

SECÇÃO II

Qualidade individual

Artigo 33.º

Exercício do direito à informação

1 — Os clientes do SEPM têm o direito de solicitar à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado informações sobre aspectos técnicos ou comerciais relacionados com o fornecimento de energia eléctrica, bem como sobre os serviços conexos.

2 — Os pedidos de informação podem ser apresentados das seguintes formas:

- a) Pessoalmente, nos centros de atendimento;
- b) Pelo telefone, através do serviço de atendimento telefónico;
- c) Por carta ou fax, dirigidos aos serviços indicados pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado;
- d) Por outros meios de comunicação disponibilizados pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

3 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve responder aos pedidos de informação formulados pelos seus clientes no prazo máximo de 15 dias úteis após a data da recepção.

4 — No caso de não ser possível responder ao pedido de informação no prazo indicado no número anterior, o cliente deve ser informado das diligências em curso para atender o pedido, do prazo previsto para envio da resposta e, sempre que possível, do nome do funcionário encarregado do assunto ou qualquer outra referência que permita tornar mais fáceis futuros contactos.

5 — Aos produtores do SEIM é aplicável, com as devidas adaptações, o disposto no presente artigo.

Artigo 34.º

Visitas às instalações dos clientes

1 — A marcação de visitas às instalações dos clientes deve ser efectuada por acordo entre a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o cliente.

2 — Na marcação das visitas às instalações dos clientes deve ser fixado um intervalo de tempo, com a duração máxima de três horas, durante o qual deve ocorrer a visita.

3 — O cliente e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado podem, por acordo, alterar a data e o horário de visitas anteriormente acordados.

4 — O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à realização da visita que lhe sejam imputáveis.

5 — No caso de o cliente não se encontrar nas suas instalações durante o período acordado para a realização da visita, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

6 — O disposto no presente artigo não se aplica à realização de leituras durante o ciclo normal de leitura nem às intervenções referidas no artigo seguinte.

Artigo 35.º

Avárias na alimentação individual dos clientes

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, sempre que tenha conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia eléctrica dos seus clientes, deve iniciar a sua reparação nos prazos máximos indicados no número seguinte.

2 — Os prazos máximos para início da intervenção, contados a partir do momento em que é efectuada a comunicação da avaria à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, são os seguintes:

- a) Para os clientes de baixa tensão, quatro horas nas zonas tipo A e B e cinco horas nas zonas tipo C;
- b) Para os restantes clientes, quatro horas.

3 — Para efeitos do número anterior, os prazos máximos fixados para início da intervenção, quando se trate de avarias comunicadas pelos clientes de baixa tensão fora do período das 8 às 23 horas, começam a contar a partir das 8 horas da manhã seguinte.

4 — Sempre que o cliente comunique uma interrupção do fornecimento de energia eléctrica, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, tendo por base a informação que o cliente lhe possa prestar, deve, de acordo com o folheto informativo previsto na alínea e) do artigo 26.º, informá-lo sobre a actuação mais adequada à situação.

5 — No caso de se verificar que a avaria comunicada à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, aquela entidade pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

6 — Para efeitos do presente artigo, considera-se que a alimentação individual consiste na infra-estrutura eléctrica que termina na origem da instalação de utilização do cliente por onde transita em exclusivo a energia eléctrica nela consumida.

Artigo 36.º

Retoma do fornecimento

1 — Os factos imputáveis aos clientes que podem conduzir à suspensão do fornecimento são os definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 — Ultrapassada a situação que deu origem à suspensão do fornecimento, e efectuados todos os pagamentos determinados legalmente, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve retomar o fornecimento de energia eléctrica:

- a) Até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de baixa tensão;
- b) No período de oito horas a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes.

3 — No caso dos clientes de baixa tensão cujo fornecimento deva ser interrompido por falta de pagamento atempado da factura, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado não pode proceder à interrupção no último dia útil da semana, ou na véspera de um feriado.

4 — Os clientes de baixa tensão podem solicitar uma reposição de serviço urgente, a realizar nos prazos máximos referidos na alínea a) do n.º 2 do artigo anterior contados a partir do momento em que se verificou a regularização da situação, mediante o pagamento de uma quantia cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, sob proposta da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

5 — O prazo e período indicados nos n.ºs 2 e 4 não se aplicam aos casos em que a retoma do fornecimento obrigue a intervenções técnicas especiais, que se tenham tornado necessárias em resultado de actuações anteriores da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, destinadas a garantir a suspensão do fornecimento, designadamente dessoldagem de caixas de coluna ou religação à rede de instalações de utilização.

Artigo 37.º

Indicadores individuais e respectivos padrões

1 — Os indicadores individuais de natureza comercial e os respectivos padrões a observar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado no relacionamento com cada um dos seus clientes são os constantes do quadro seguinte:

| Serviço | Referência | Padrão |
|---|------------------------------|---|
| Visitas às instalações dos clientes | Artigo 34.º, n.º 2 | Cumprimento do intervalo de três horas combinado para a realização da visita. |
| Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica. | Artigo 35.º | Início da intervenção nos seguintes prazos máximos: Clientes de baixa tensão — zonas A e B — quatro horas; zona C — cinco horas; Restantes clientes — quatro horas. |
| Retoma do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente. | Artigo 36.º | Retoma do fornecimento nos seguintes prazos máximos: Até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes de BT; No período de oito horas, a contar do momento de regularização da situação, para os restantes clientes. |
| Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança. | Artigo 42.º | No prazo máximo de 15 dias úteis: Comunicação da apreciação da reclamação ou da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura; Proposta de realização de uma reunião destinada a promover o esclarecimento do assunto. |
| Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão. | Artigo 43.º | Resposta ou visita às instalações do cliente, no prazo máximo de 15 dias úteis. |
| Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem. | Artigo 44.º | Visita às instalações do cliente no prazo máximo de 15 dias úteis. |

2 — Os padrões estabelecidos no número anterior devem integrar, de forma expressa, o clausulado dos contratos de fornecimento de energia eléctrica.

3 — Em caso de inobservância do número anterior, considera-se que os padrões previstos neste artigo fazem parte integrante dos respectivos contratos.

CAPÍTULO VI

Relatórios da qualidade de serviço

Artigo 38.º

Elaboração de relatórios

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve elaborar anualmente o respectivo relatório da qualidade de serviço.

2 — A elaboração dos relatórios da qualidade de serviço deve ocorrer até ao final do mês de Abril do ano seguinte àquele a que se referem.

Artigo 39.º

Teor dos relatórios

1 — O relatório da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá incluir, nomeadamente, informação sobre as seguintes matérias:

- Valores dos indicadores e características referidos nos n.ºs 1 e 2 dos artigos 14.º e 19.º e no artigo 30.º;
- Número total de reclamações de clientes do SEPM;
- Número e natureza das reclamações apresentadas por outras entidades do SEPM ou por

clientes não vinculados, discriminadas por entidade;

- Número e montante total das compensações pagas aos clientes por incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço;
- Metodologia e resultado dos inquéritos ou estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes;
- Número de clientes registados com necessidades especiais e iniciativas realizadas para a melhoria do seu relacionamento comercial com este tipo de clientes;
- Descrição das acções mais relevantes realizadas no ano anterior para a melhoria da qualidade de serviço;
- Caracterização quantitativa e qualitativa relativa a incidentes;
- Relato do progresso dos planos de melhoria em curso, incluindo as justificações para os eventuais desvios verificados.

2 — A informação referida no n.º 1 deve, sempre que possível, ser publicada de forma discriminada por conselho, de acordo com a classificação estabelecida no artigo 8.º, e por nível de tensão.

Artigo 40.º

Publicação

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve, até ao final do mês de Maio, publicar os relatórios da qualidade de serviço, enviar um exemplar à DRCIE, à ERSE e ao Serviço de Defesa do Consumidor e colocá-los à disposição das associações

de consumidores e do público em geral, utilizando, designadamente, as novas tecnologias de informação.

2 — No âmbito das actividades de verificação da aplicação do presente Regulamento, a ERSE publicará, anualmente, um relatório da qualidade de serviço relativo às actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.

CAPÍTULO VII

Reclamações

Artigo 41.º

Apresentação de reclamações

1 — Sempre que qualquer das entidades abrangidas pelo presente Regulamento considere não terem sido devidamente acautelados os seus direitos ou satisfeitas as expectativas respeitantes às exigências de qualidade de serviço definidas na lei e no presente Regulamento, pode apresentar a sua reclamação junto da entidade do SEPM com que se relaciona.

2 — As reclamações deverão conter a identificação, a morada do local de consumo, o número de cliente, a descrição dos motivos da reclamação e outros elementos informativos que facilitem à entidade visada o seu tratamento.

3 — As reclamações podem ser apresentadas por qualquer das formas previstas no n.º 2 do artigo 33.º

Artigo 42.º

Reclamações relativas a facturação ou cobrança

1 — A apresentação, pelos clientes do SEPM, de reclamações relativas a facturação ou cobrança, obriga a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no prazo máximo de 15 dias úteis, após a data de recepção da reclamação, a adoptar um dos seguintes procedimentos:

- a) Dar conhecimento ao cliente do resultado da apreciação da reclamação ou da decisão de suspender o prazo de pagamento da factura, conforme dispõe o n.º 3 do presente artigo;
- b) Propor ao reclamante a realização de uma reunião destinada a promover o completo esclarecimento do assunto.

2 — Caso a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado faça uma apreciação positiva da reclamação apresentada, esta considera-se resolvida se, no prazo máximo anteriormente estabelecido, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado proceder à emissão de nova factura ou à correcção do erro de cobrança.

3 — A apresentação de reclamações sobre facturação, sempre que ocorra dentro do respectivo prazo de pagamento e seja acompanhada de informações concretas e objectivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de facturação, determina a suspensão do prazo de pagamento da factura até à sua apreciação pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 43.º

Reclamações relativas às características técnicas da tensão

1 — A apresentação de reclamações relativas às características técnicas da tensão deve ser acompanhada da descrição de factos indiciadores de que os parâmetros caracterizadores da tensão de alimentação se encontram fora dos limites regulamentares.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, adoptar um dos seguintes procedimentos:

- a) Dar conhecimento ao cliente reclamante, por escrito, das razões justificativas da falta de qualidade da tensão de alimentação, caso sejam conhecidas, e das acções correctivas a adoptar e respectivo prazo de implementação;
- b) Efectuar visita às instalações do cliente para verificar, no local, as características da tensão de alimentação e analisar as causas da eventual falta de qualidade da onda de tensão.

3 — Caso a visita às instalações do cliente não permita a identificação das causas da eventual falta de qualidade da onda de tensão, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve promover a realização de medidas, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objectiva da situação.

4 — Após a finalização das medidas consideradas necessárias, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve comunicar ao cliente os resultados obtidos e, em caso de comprovação do incumprimento dos limites regulamentares, quais as acções correctivas a adoptar e respectivo prazo de implementação.

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 de o equipamento de medição poder estar a funcionar fora das margens de erro admitidas regulamentarmente.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve, no prazo máximo de 15 dias úteis após a data de recepção da reclamação, efectuar uma visita à instalação de utilização do cliente para proceder à verificação do funcionamento do equipamento de medição.

3 — Se, após a intervenção do pessoal técnico da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, persistirem dúvidas sobre o funcionamento do equipamento de medição, o cliente pode exigir a realização de uma verificação extraordinária, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

4 — 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 facturação já emitida são corrigidos de acordo com o previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

5 — O cliente deve ser informado, previamente à realização da verificação extraordinária, dos encargos em

que incorre no caso desta confirmar que o equipamento de medição se encontra a funcionar dentro das margens de erro admitidas regulamentarmente.

Artigo 45.º

Impossibilidade de cumprimento de prazos

No caso de não ser possível dar resposta às reclamações a que respeitam os artigos 42.º, 43.º e 44.º nos prazos indicados, o reclamante deve ser informado das diligências em curso para atender à reclamação, no prazo estabelecido, e, sempre que possível, do nome do funcionário encarregado do assunto ou de qualquer outra referência que permita facilitar futuros contactos.

CAPÍTULO VIII

Compensações

Artigo 46.º

Direito de compensação

1 — Sempre que se verifique o incumprimento dos valores indicados no artigo 17.º para os padrões individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço, os clientes têm direito às compensações fixadas no n.º 1 do artigo seguinte.

2 — Sempre que se verifique o incumprimento dos padrões individuais de qualidade de natureza comercial definidos no artigo 37.º, os clientes têm direito às compensações fixadas no n.º 6 do artigo seguinte.

3 — A apresentação sucessiva de reclamações sobre um mesmo assunto só pode ter efeitos cumulativos, para efeitos de pagamento de compensações, desde que tenham sido ultrapassados os prazos estabelecidos neste Regulamento para resposta às reclamações anteriormente apresentadas.

4 — O pagamento das compensações a que respeitam os números anteriores efectua-se nos termos do artigo 48.º

Artigo 47.º

Valor das compensações

1 — Sem prejuízo do estabelecimento de valores mais elevados nos contratos de fornecimento de energia eléctrica, o valor das compensações por não cumprimento dos padrões individuais de qualidade referidos nos n.ºs 1 e 2 do artigo 17.º é calculado nos termos das alíneas seguintes:

a) Quando se ultrapasse o número de interrupções:

$$C_N = [(NI - NI_P)] \times FC$$

em que:

C_N = valor da compensação, em euros;

NI = número de interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º, no ponto de entrega a clientes, reportado ao último ano civil;

NI_P = valor padrão do número de interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º;

FC = factor de compensação com os seguintes valores:

€ 1 no caso de clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;

€ 5 para os restantes clientes de baixa tensão;

€ 20 para os clientes de média tensão;

€ 100 para os clientes de alta tensão.

b) Quando se ultrapasse a duração total das interrupções:

$$C_D = [(DI - DI_P)] \times P_C \times K_C$$

em que:

C_D = valor da compensação, em euros;

DI = duração total, em horas, das interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º, no ponto de entrega a clientes, reportada ao último ano civil;

DI_P = valor padrão, em horas, da duração das interrupções longas, não abrangidas pelo n.º 1 do artigo 13.º;

P_C = valor médio da potência contratada durante o último ano civil em quilovátios;

K_C = factor de compensação em euros/quilovátio-hora.

2 — O factor de compensação K_C previsto na alínea b) do número anterior tem os seguintes valores:

€ 0,35/quilovátio-hora, para clientes em BTN;

€ 0,30/quilovátio-hora, para clientes em BTE;

€ 0,28/quilovátio-hora, para clientes em MT;

€ 0,16/quilovátio-hora, para clientes em AT.

3 — O factor de compensação previsto na alínea b) do n.º 1 é publicado anualmente pela DRCIE, ouvida a ERSE, tendo em conta a informação disponibilizada pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado relativamente ao 1.º semestre de cada ano, designadamente sobre o número e montante global das compensações estimado para o ano em curso.

4 — A informação a disponibilizar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado prevista no número anterior deverá ser enviada à DRCIE e à ERSE até ao final do mês de Agosto de cada ano.

5 — Quando se verifique o incumprimento dos dois padrões indicados no n.º 1, será paga a compensação mais elevada.

6 — Sem prejuízo do estabelecimento de valores mais elevados nos contratos de fornecimento de energia eléctrica, o não cumprimento dos padrões individuais de qualidade de natureza comercial referidos no artigo 37.º implica, para qualquer deles, o pagamento de uma compensação aos clientes afectados nos seguintes montantes:

a) € 15 no caso de clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA;

b) € 25 para os restantes clientes de baixa tensão;

c) € 75 para os restantes clientes.

7 — Sempre que haja mudança de um titular de contrato, o cálculo das compensações será efectuado a partir da data em que seja celebrado o novo contrato.

8 — O montante global da compensação a pagar a cada cliente devido ao incumprimento dos padrões de continuidade de serviço é limitado a 10% do valor que resulta do produto do preço médio de venda a clientes finais do SEPM no ano anterior àquele a que o cálculo da compensação diz respeito pelo consumo anual do cliente.

Artigo 48.º

Pagamento das compensações

1 — Sempre que houver lugar ao pagamento de uma compensação, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve comunicar essa informação ao cliente e proceder ao crédito de modo automático do valor da compensação nos termos previstos nos números seguintes.

2 — Quando houver lugar a uma compensação por incumprimento do padrão individual de qualidade relativo à continuidade de serviço, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no número anterior devem ser efectuados na facturação do 1.º trimestre seguinte ao do ano civil a que a compensação se reporta.

3 — Quando houver lugar ao pagamento de uma compensação por incumprimento do padrão individual da qualidade de relacionamento comercial, a informação ao cliente e o pagamento da compensação previstos no n.º 1 devem ser efectuados na primeira factura emitida após terem decorrido 45 dias úteis contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.

4 — O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.

5 — Sempre que o montante das compensações individuais a pagar for inferior a € 2,50, para os consumidores alimentados em baixa tensão, e € 5, para os restantes consumidores, deve o mesmo ser transferido para um fundo de reforço dos investimentos para melhoria de qualidade de serviço nas zonas afectadas.

Artigo 49.º

Situações que excluem o pagamento das compensações

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado não é obrigada a compensar os seus clientes nas seguintes situações:

- a) Casos fortuitos ou de força maior;
- b) Impossibilidade de aceder às instalações do cliente, caso o acesso se revele indispensável ao cumprimento dos padrões individuais de qualidade;
- c) Não disponibilização pelo cliente da informação referida no n.º 2 do artigo 41.º, indispensável ao tratamento das reclamações;
- d) Inobservância, pelo cliente, dos procedimentos definidos regulamentarmente para solicitação de serviços ou apresentação de reclamações;
- e) No caso de instalações de utilização classificadas de eventuais.

2 — Sempre que seja invocada a ocorrência de caso fortuito ou de força maior como fundamento para o não pagamento das compensações, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve informar a ERSE, enviando, para o efeito, relatório que justifique devidamente a decisão tomada.

CAPÍTULO IX

Fiscalização

Artigo 50.º

Fiscalização do cumprimento do Regulamento

A fiscalização do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE, con-

forme o disposto no Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que aprovou, em anexo, os respectivos estatutos, e no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que alargou as competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas, devendo para o efeito a DRCIE prestar todo o apoio administrativo necessário.

Artigo 51.º

Recolha, registo e envio de informação sobre qualidade de serviço

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado está obrigada a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço, necessária à verificação do cumprimento deste Regulamento.

2 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve enviar à ERSE, trimestralmente, informação sobre os indicadores de qualidade de serviço referidos nos artigos 14.º e 19.º para a verificação do cumprimento do presente Regulamento, dando conhecimento à DRCIE quando solicitado por esta.

3 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço.

Artigo 52.º

Auditorias

1 — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado está obrigada a realizar auditorias aos seus sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de qualidade de serviço previstos no presente Regulamento.

2 — As auditorias referidas no número anterior devem ser realizadas com um intervalo máximo de dois anos, devendo a primeira ocorrer imediatamente após o ano civil referido no n.º 2 do artigo 60.º

3 — Os resultados das auditorias referidas no n.º 1 devem ser enviados à ERSE no mês seguinte ao da sua conclusão.

CAPÍTULO X

Resolução de conflitos

Artigo 53.º

Disposições gerais

1 — Sem prejuízo do recurso aos tribunais, nos termos da lei geral, se não for obtida junto da entidade do SEPM com quem se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada, ou se 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.

2 — 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.

Artigo 54.º**Arbitragem voluntária**

1 — Os conflitos emergentes da aplicação do presente Regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades do SEPM podem propor aos seus clientes a inclusão no respectivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

Artigo 55.º**Mediação e conciliação de conflitos**

1 — Através da mediação a ERSE pode recomendar a resolução de um litígio concreto.

2 — A ERSE pode igualmente sugerir que a resolução do conflito seja obtida através da conciliação das posições das partes em relação ao conflito.

3 — No âmbito dos procedimentos de resolução extrajudicial dos conflitos a que respeitam os números anteriores, a entidade do SEPM responsável pelo objecto da reclamação deve disponibilizar à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis, as informações que lhe sejam solicitadas para a devida apreciação do conflito.

4 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a não prestação por ambas as partes em conflito das informações necessárias e solicitadas determinará a cessação dos procedimentos de mediação ou conciliação iniciados.

5 — A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo não suspende quaisquer prazos de recurso às instâncias judiciais e outras que se mostrem competentes.

CAPÍTULO XI**Disposições finais e transitórias****Artigo 56.º****Sanções administrativas**

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, o incumprimento do disposto no presente Regulamento é cominado nos termos do regime sancionatório estabelecido nos Decretos-Leis n.ºs 184/95 e 185/95, ambos de 27 de Julho, bem como nos Estatutos da ERSE, aprovados em anexo ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

Artigo 57.º**Norma remissiva**

1 — Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — Salvo outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento são prazos contínuos e contam-se nos termos do artigo 279.º do Código Civil.

Artigo 58.º**Norma transitória**

1 — De acordo com o previsto no artigo 60.º, é definido um período transitório com a duração mínima de 18 meses até à entrada em vigor, entre outras, das disposições deste Regulamento relativas à obrigatoriedade do cálculo de indicadores e caracterização da qualidade de serviço. Este período destina-se a permitir que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado estabeleça as diligências necessárias tendo em vista preparar-se previamente para as obrigações decorrentes da aplicação integral do presente Regulamento.

2 — Durante o período referido, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá, semestralmente, à elaboração de relatórios de progresso, a enviar para apreciação à DRCIE e à ERSE, descrevendo as acções mais relevantes no âmbito das diligências previstas no n.º 1.

3 — Nos relatórios referidos no número anterior deverão constar, logo que disponíveis, os valores trimestrais dos indicadores de qualidade de serviço referidos nos artigos 14.º e 19.º, com o grau de discriminação possível à altura, e 16.º, tendo em vista a avaliação, ainda que sumária, da situação actual em cada ilha.

4 — Durante o período referido no n.º 1, e enquanto não estiverem aprovadas as normas complementares previstas no artigo 59.º, deverá ser transitoriamente adoptada a versão das normas complementares constante do anexo n.º 2.

Artigo 59.º**Normas complementares**

1 — As normas complementares sobre as matérias referidas nos artigos 2.º, 7.º, 10.º, 14.º, 16.º, 18.º e 31.º serão aprovadas pela DRCIE, após audição da ERSE.

2 — Para efeitos do número anterior, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá apresentar à DRCIE uma proposta fundamentada, até cinco meses após a entrada em vigor do presente Regulamento.

3 — A aprovação e publicação pela DRCIE das normas complementares deverá ocorrer até seis meses após a apresentação da proposta referida no número anterior.

Artigo 60.º**Entrada em vigor**

1 — O presente Regulamento entra em vigor à data da sua publicação.

2 — Para efeitos da obrigatoriedade da determinação dos indicadores gerais e caracterizações referidas nos n.ºs 1 e 2 dos artigos 14.º e 19.º, do cálculo dos indicadores gerais referidos nos artigos 30.º e 31.º e da determinação dos indicadores individuais referidos nos n.ºs 1 e 2 do artigo 16.º e no n.º 1 do artigo 37.º, bem como do apuramento da verificação do cumprimento de padrões de qualidade, e demais indicadores previstos neste Regulamento, devem considerar-se todas as ocorrências do ano civil seguinte a um período de 18 meses após a publicação deste Regulamento.

3 — As medidas compensatórias entram em vigor em 1 de Janeiro de 2007.

4 — O presente Regulamento, sem prejuízo do disposto no n.º 3 do artigo 8.º, deverá ser revisto no prazo máximo de três anos contados a partir da data da sua publicação.

ANEXO N.º 1

Definições

Alta tensão (AT) — tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV.

Avaria — condição do estado de um equipamento ou sistema de que resultem danos ou falhas no seu funcionamento.

Baixa tensão (BT) — tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Carga — valor, num dado instante, da potência activa 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.

Cava (abaixamento) da tensão de alimentação — diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, U_C (ou da tensão de referência deslizando, U_{rd}), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min.

Centro de condução de uma rede — órgão encarregue da vigilância e da condução das instalações e equipamentos de uma rede.

Cliente — pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou acordo de acesso e operação das redes.

Cliente não vinculado — pessoa singular ou colectiva titular de uma instalação consumidora de energia eléctrica a quem tenha sido concedida autorização de acesso ao Sistema Eléctrico não Vinculado (SENVN), nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Compatibilidade electromagnética (CEM) — aptidão de um aparelho ou de um sistema para funcionar no seu ambiente electromagnético de forma satisfatória e sem ele próprio produzir perturbações electromagnéticas intoleráveis para tudo o que se encontre nesse ambiente.

Condições normais de exploração — condições de uma rede que permitem corresponder à procura de energia eléctrica, às manobras da rede e à eliminação de defeitos pelos sistemas automáticos de protecção, na ausência de condições excepcionais ligadas a influências externas ou a incidentes importantes.

Condução da rede — acções de vigilância, controlo e comando da rede ou de um conjunto de instalações eléctricas asseguradas por um ou mais centros de condução.

Consumidor — entidade que recebe energia eléctrica para utilização própria.

Corrente de curto-circuito — corrente eléctrica entre dois pontos de um circuito em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa impedância.

Consumidor directo da rede de transporte — entidade (eventualmente possuidora de produção própria) que recebe directamente energia eléctrica da rede de transporte para utilização própria.

Contrato de ligação à rede de transporte — contrato entre o utilizador da rede de transporte e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado 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.

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado — entidade a quem cabe, em regime de exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional da Madeira, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no capítulo v do Regulamento de Relações Comerciais.

Defeito eléctrico — anomalia numa rede eléctrica resultante da perda de isolamento de um seu elemento, dando origem a uma corrente, normalmente elevada, que requer a abertura automática de disjuntores.

Desequilíbrio de tensão — estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

Despacho regional de uma rede — órgão que exerce um controlo permanente sobre as condições de exploração e condução de uma rede no âmbito regional.

Disparo — abertura automática de um disjuntor provocando a saída da rede de um elemento ou equipamento, por actuação de um sistema ou órgão de protecção da rede, normalmente em consequência de um defeito eléctrico.

DRCIE — Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia.

Duração média das interrupções do sistema (SAIDI — System Average Interruption Duration Index) — quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

Emissão (electromagnética) — processo pelo qual uma fonte fornece energia electromagnética ao exterior.

Energia não distribuída (END) — valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega das redes de distribuição em MT, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil), dado pela seguinte expressão:

$$END = \frac{TIEPI \times EF}{T}$$

em que:

$TIEPI$ — tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas;

EF — energia entrada na rede de distribuição de MT, em magavátios-hora, no período de tempo considerado;

T — período de tempo considerado, em horas.

Energia não fornecida (ENF) — valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega da rede de transporte devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).

Entrada — canalização eléctrica de baixa tensão compreendida entre uma caixa de colunas, um quadro de colunas ou uma portinhola e a origem de uma instalação de utilização.

ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Exploração — conjunto das actividades necessárias ao funcionamento de uma instalação eléctrica, incluindo as manobras, o comando, o controlo, a manutenção, bem como os trabalhos eléctricos e os não eléctricos.

Flutuação de tensão — série de variações da tensão ou variação cíclica da envolvente de uma tensão.

Fornecedor — entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica, nos termos de um contrato.

Fornecimento de energia eléctrica — venda de energia eléctrica a qualquer entidade que é cliente da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Frequência da tensão de alimentação (f) — taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo).

Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI — System Average Interruption Frequency Index) — quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

Imunidade (a uma perturbação) — aptidão de um dispositivo, de um aparelho ou de um sistema para funcionar sem degradação na presença duma perturbação electromagnética.

Incidente — acontecimento que provoca a desconexão (não programada) de um elemento da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço.

Instalação eléctrica — conjunto de equipamentos eléctricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia eléctrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia eléctrica.

Instalação eléctrica eventual — instalação eléctrica provisória, estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

Instalação de utilização — instalação eléctrica destinada a permitir aos seus utilizadores a aplicação da energia eléctrica pela sua transformação noutra forma de energia.

Interrupção acidental — interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica provocada por defeitos permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

Interrupção breve — interrupção acidental com uma duração igual ou inferior a três minutos.

Interrupção do fornecimento ou da entrega — situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada U_c , em pelo menos uma das fases, dando origem, a cortes de consumo nos clientes.

Interrupção longa — interrupção acidental com uma duração superior a três minutos.

Interrupção prevista — interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede.

Licença vinculada — licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEPM ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele Sistema.

Limite de emissão (de uma fonte de perturbação) — valor máximo admissível do nível de emissão.

Limite de imunidade — valor mínimo requerido do nível de imunidade.

Manobras — acções destinadas a realizar mudanças de esquema de exploração de uma rede eléctrica 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 reactiva nos valores mais convenientes, bem como as acções destinadas a colocar em serviço ou fora de serviço qualquer instalação eléctrica ou elemento dessa rede.

Manutenção — combinação de acções técnicas e administrativas, compreendendo as operações de vigilância, destinadas a manter uma instalação eléctrica num estado de operacionalidade que lhe permita cumprir a sua função.

Manutenção correctiva (reparação) — combinação de acções técnicas e administrativas realizadas depois da detecção de uma avaria e destinadas à reposição do funcionamento de uma instalação eléctrica.

Manutenção preventiva (conservação) — combinação de acções técnicas e administrativas realizadas com o objectivo de reduzir a probabilidade de avaria ou degradação do funcionamento de uma instalação eléctrica.

Média tensão (MT) — tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV.

Muito alta tensão (MAT) — tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV.

Nível de compatibilidade (electromagnética) — nível de perturbação especificado para o qual existe uma forte e aceitável probabilidade de compatibilidade electromagnética.

Nível de emissão — nível de uma dada perturbação electromagnética emitida por um dispositivo, aparelho ou sistema particular e medido de uma maneira especificada.

Nível de imunidade — nível máximo de uma perturbação electromagnética de determinado tipo incidente sobre um dispositivo, aparelho ou sistema não susceptível de provocar qualquer degradação do seu funcionamento.

Nível de perturbação — nível de uma dada perturbação electromagnética, medido de uma maneira especificada.

Nível de planeamento — objectivo de qualidade interno da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado relativamente a uma perturbação na onda de tensão, mais exigente ou, no limite, igual ao respectivo nível de referência associado a um grau de probabilidade de ocorrência.

Nível de referência (de uma perturbação) — nível máximo recomendado para uma perturbação electromagnética em determinados pontos de uma rede eléctrica (normalmente os pontos de entrega).

Nível (de uma quantidade) — valor de uma quantidade avaliada de uma maneira especificada.

Ocorrência — acontecimento que afecte as condições normais de funcionamento de uma rede eléctrica.

Operador automático (OPA) — dispositivo electrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação.

Operação — acção desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema.

Perturbação (electromagnética) — fenómeno electromagnético susceptível de degradar o funcionamento de um dispositivo, de um aparelho ou de um sistema.

Ponto de entrega (PdE) — ponto (da rede) onde se faz a entrega de energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

Nota. — Na rede de transporte o ponto de entrega é, normalmente, o barramento de uma subestação a partir do qual se alimenta a instalação do cliente. Podem também constituir pontos de entrega:

- Os terminais dos secundários de transformadores de potência de ligação a uma instalação do cliente;
- A fronteira de ligação de uma linha à instalação do cliente.

Ponto de ligação — ponto da rede electricamente identificável a que se liga uma carga, uma outra rede, um grupo gerador ou um conjunto de grupos geradores.

Ponto de interligação (de uma instalação eléctrica à rede) — nó de uma rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEPM) electricamente mais próximo do ponto de ligação de uma instalação eléctrica.

Ponto de medida — ponto da rede onde a energia ou a potência é medida.

Posto (de uma rede eléctrica) — parte de uma rede eléctrica, situada num mesmo local, englobando principalmente as extremidades de linhas de transporte ou de distribuição, aparelhagem eléctrica, edifícios e, eventualmente, transformadores.

Posto de transformação — posto destinado à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão.

Potência nominal — potência máxima que pode ser obtida em regime contínuo nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas.

Produtor — entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

Ramal — canalização eléctrica, sem qualquer derivação, que parte do quadro de um posto de transformação ou de uma canalização principal e termina numa portinhola, quadro de colunas ou aparelho de corte de entrada de uma instalação de utilização.

Rede — conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores.

Rede de distribuição — parte da rede utilizada para condução da energia eléctrica, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.

Rede de transporte — parte da rede utilizada para o transporte da energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos, dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.

Severidade da tremulação — 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:

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

Sobretensão temporária à frequência industrial — sobretensão ocorrendo num dado local com uma duração relativamente longa.

Sobretensão transitória — sobretensão, oscilatória ou não, de curta duração, em geral fortemente amortecida e com uma duração máxima de alguns milissegundos.

Subestação — posto destinado a algum dos seguintes fins:

- Transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão;
- Compensação do factor de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

Tempo de interrupção equivalente (TIE) — quociente entre a energia não fornecida (ENF) 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.

Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) — quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI — System Average Restoration Index) — quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

Tensão de alimentação — valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

Tensão de alimentação declarada (U_c) — tensão nominal U_n entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor 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 .

Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) — valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica 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.

Nota. — O intervalo de tempo a considerar deve ser muito superior à duração da cava de tensão.

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, ou seja, pelo valor da distorção harmónica total (DHT) calculado pela expressão seguinte:

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

Tensão inter-harmónica — tensão sinusoidal cuja frequência está compreendida entre as frequências har-

mónicas, ou seja, cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental.

Tensão nominal de uma rede (Un) — tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

Tremulação (*flicker*) — impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

Utilizador da rede de transporte — produtor, distribuidor ou consumidor que está ligado fisicamente à rede de transporte ou que a utiliza por intermédio de terceiros para transporte e ou regulação de energia, ou ainda para apoio (reserva de potência).

Variação de tensão — aumento ou diminuição do valor eficaz da tensão provocados pela variação da carga total da rede ou de parte desta.

ANEXO N.º 2

Normas complementares previstas no n.º 4 do artigo 58.º

1 — Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores gerais:

1.1 — Introdução. — Neste capítulo definem-se os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, designadamente no que se refere à classificação e ao registo dos diferentes tipos de interrupções de fornecimento de energia eléctrica.

1.2 — Procedimentos de tratamento de informação sobre a continuidade de serviço:

1.2.1 — Recolha e registo de informação. — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve dispor de um sistema que, de acordo com as suas características específicas, permita efectuar o registo e o tratamento da informação necessária à caracterização da qualidade de serviço das suas redes.

As principais fontes de informação sobre interrupções de serviço são os centros de condução das redes e as comunicações dos clientes. Para os centros de condução convergem os dados associados às interrupções, de forma automática ou não, com origem nos sistemas de comando, controlo e registo das respectivas redes.

Para caracterizar uma interrupção de serviço deve ser recolhida informação que inclua, designadamente, a identificação da instalação onde teve origem, a data e a hora de início e de fim da interrupção e a respectiva causa. Para uma mais completa caracterização da interrupção, recomenda-se a recolha de dados complementares como a identificação dos elementos da rede e das fases afectadas e dados de caracterização do defeito e do comportamento dos sistemas de comando, controlo e protecção, quando aplicável.

A maioria das interrupções de serviço tem origem em incidentes nas redes. Entende-se por incidente qualquer acontecimento que, provocando a desconexão de elementos da rede, é susceptível de interromper o abastecimento ou a entrega de energia eléctrica a uma ou mais instalações de clientes. O incidente deverá ser identificado mediante um código alfanumérico que, de forma inequívoca, permita diferenciá-lo dos demais.

Considera-se que a instalação de um cliente é afectada quando se verifica uma interrupção no fornecimento ou na entrega de energia eléctrica. A instalação de um cliente está em serviço a partir da data em que exista uma relação contratual válida e em vigor, independentemente do seu consumo efectivo de energia eléctrica no momento da interrupção.

A informação anteriormente referida deverá ser registada e conservada durante um período mínimo de cinco anos, numa aplicação preferencialmente informática, de modo a facilitar a verificação de todo o processo de aquisição e tratamento dos dados. Aquela aplicação, passível de ser auditada por uma entidade independente, deverá garantir a confidencialidade, a integridade e a acessibilidade da informação.

1.2.2 — Classificação das interrupções e suas origens:

1.2.2.1 — Quadro geral de classificação. — Apresenta-se em seguida o quadro geral de classificação das interrupções. A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado poderá recorrer a um maior detalhe classificativo se assim o entender como necessário:

| Origens | Tipos | Causas |
|--|--------------------------------|--|
| Produção Transporte Distribuição | Previstas (programadas) | Acordo com o cliente. Razões de serviço. Razões de interesse público. |
| | Acidentais (imprevistas) | Fortuitas ou de força maior. Razões de segurança. Facto imputável ao cliente. Próprias. |

1.2.2.2 — Origem das interrupções:

Produção — as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem em centros produtores;

Transporte — as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem na rede de transporte;

Distribuição — as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica com origem nas redes de distribuição.

Nota. — Considera-se que as interrupções em clientes têm sempre uma daquelas origens, ainda que tenham como causa uma avaria nas instalações de outro cliente com repercussão naqueles subsistemas.

1.2.2.3 — Tipos de interrupções:

Previstas (programadas) — as interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica por acordo com os clientes, ou ainda por razões de serviço, razões de interesse público ou por facto imputável ao cliente em que os clientes são informados com a antecedência mínima

fixada no Regulamento de Relações Comerciais para estes tipos de interrupções;

Acidentais (imprevistas) — as restantes interrupções do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica.

1.2.2.4 — Causas das interrupções — caracterizadas no Regulamento de Relações Comerciais:

Acordo com o cliente;
Razões de serviço;
Razões de interesse público;
Razões de segurança;
Facto imputável ao cliente.

Causas fortuitas ou de força maior — consideram-se causas fortuitas ou de força maior as indicadas no n.º 4 do artigo 2.º do RQS.

Próprias — consideram-se interrupções próprias todas as não caracterizadas anteriormente. Estas causas podem ser desagregadas do seguinte modo:

Acção atmosférica — inclui as interrupções devidas a fenómenos atmosféricos, designadamente descargas atmosféricas indirectas, chuva, inundação, neve, gelo, granizo, nevoeiro, vento ou poluição, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;

Acção ambiental — inclui as interrupções provocadas, designadamente, por animais, arvoredo, movimentos de terras ou interferências de corpos estranhos, desde que não sejam passíveis de ser classificadas como causas de força maior;

Origem interna — inclui, designadamente, erros de projecto ou de montagem, falhas ou uso inadequado de equipamentos ou de materiais, actividades de manutenção, obras próprias ou erro humano;

Trabalhos inadiáveis — inclui as interrupções por razões de serviço visando a realização de trabalhos inadiáveis sem o cumprimento do disposto no Regulamento de Relações Comerciais;

Outras causas — inclui, designadamente, interrupções originadas em instalações de clientes;

Desconhecidas — interrupções com causa desconhecida.

1.3 — Indicadores gerais de continuidade de serviço:

1.3.1 — Critérios para a determinação da duração e número das interrupções. — Para efeitos de determinação dos indicadores gerais de continuidade de serviço são consideradas apenas as interrupções de longa duração (superior a três minutos).

Para a determinação da duração de uma interrupção de serviço num ponto de entrega (PdE) considera-se que:

O início da interrupção é o instante em que a tensão de alimentação nesse PdE desce abaixo de um determinado limiar (1% do valor da tensão declarada, U_c) em pelo menos uma das fases;

O fim da interrupção é o instante em que a tensão de alimentação é reposta em todas as fases acima do mesmo limiar ou em que a alimentação dos consumos afectados é reposta a partir de outro PdE.

As interrupções acidentais são provocadas, na maioria dos casos, por incidentes com origem externa. Um incidente pode afectar diversas instalações e ser composto por uma sucessão de eventos de corte e tentativa de reposição do serviço (automática ou manual). Há nesses casos, portanto, uma relação eléctrica e temporal entre as várias interrupções associadas ao incidente.

Assim, considera-se um só incidente qualquer sucessão de eventos de corte e reposição de consumos relacionados eléctrica e temporalmente, afectando um ou mais PdE, desde que não contenha qualquer período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afectados com uma duração superior a dez minutos.

Para efeitos de contagem do número de interrupções, a considerar no cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço, o incidente é a unidade básica ao agregar todas as interrupções eléctrica e temporalmente relacionadas.

A reposição do serviço, na sequência de uma interrupção do fornecimento ou da entrega de energia eléctrica num PdE da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado que afecte vários clientes ou utilizadores finais, pode ser feita escalonadamente no tempo. Nesses casos determina-se uma duração equivalente da interrupção através da média ponderada dos tempos parciais de reposição.

1.3.2 — Cálculo dos indicadores gerais da rede 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 números seguintes:

1.3.2.1 — ENF — energia não fornecida. — A cada interrupção no fornecimento ou entrega de energia eléctrica é possível associar uma estimativa de energia não fornecida. Esta estimativa é efectuada com base na potência cortada no início da interrupção e na duração da interrupção.

Uma interrupção num ponto de entrega 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 energia não fornecida.

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

Para interrupções de duração elevada (acima dos trinta minutos) considera-se, na estimativa da correspondente energia não fornecida, 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 é obtido a partir do somatório dos valores estimados de energia não fornecida correspondentes a todas as interrupções em todos os PdE durante um determinado período (normalmente, um ano civil), de acordo com a seguinte expressão:

$$ENF = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_j} ENF_{ij} [\text{megavátios-hora}]$$

em que:

ENF_{ij} — energia não fornecida associada à interrupção i no ponto de entrega j , em megavátios-hora;

NI_j — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j no período considerado;

k — número de pontos de entrega da rede de transporte.

1.3.2.2 — TIE — tempo de interrupção equivalente. — Indicador que representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período (normalmente, um ano civil) e que é dado pela expressão:

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}}, \text{ em minutos}$$

sendo:

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T} \text{ [megavátios-hora/minute]}$$

e:

- ENF* — energia não fornecida no período considerado, em megavátios-hora;
- EF* — energia fornecida no período considerado, em megavátios-hora;
- Pme* — potência média expectável, caso não se tivessem registado interrupções, em megavátios-hora/minute;
- T* — duração do período considerado, em minutos.

1.3.2.3 — SAIFI — frequência média das interrupções do sistema. — Indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega durante um determinado período (normalmente, um ano civil), dado por:

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

em que:

- NI_j* — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega *j* no período considerado;
- k* — quantidade total de pontos de entrega da rede de transporte.

1.3.2.4 — SAIDI — duração média das interrupções do sistema. — Indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_j} DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

- DI_{ij}* — duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j*, em minutos;
- k* — quantidade total de pontos de entrega da rede de transporte;
- NI_j* — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega *j* no período considerado.

1.3.2.5 — SARI — tempo médio de reposição de serviço do sistema. — Indicador que representa o tempo médio de reposição de serviço durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SARI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_j} DI_{ij}}{\sum_{j=1}^k NI_j} \text{ [minutos]}$$

em que:

- DI_{ij}* — duração da interrupção *i* no ponto de entrega *j*, em minutos;
- k* — quantidade total de pontos de entrega;
- NI_j* — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega *j* no período considerado.

1.3.3 — 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 números seguintes:

1.3.3.1 — END — energia não distribuída. — Rede MT — indicador que representa o valor estimado da

energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento, dado pela seguinte expressão:

$$END = \frac{TIEPI \times EF}{T} \text{ [megavátios-hora]}$$

em que:

- TIEPI* — tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos;
- EF* — energia fornecida à rede de MT do distribuidor vinculado no período considerado, em megavátios-hora;
- T* — período de tempo considerado, em minutos.

1.3.3.2 — TIEPI — tempo de interrupção equivalente da potência instalada. — Rede MT — indicador que representa o tempo de interrupção da potência instalada e que é dado pela seguinte expressão:

$$TIEPI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_{jMT}} DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \text{ [minutos]}$$

em que:

- DI_{ij}* — duração da interrupção *i* na instalação *j*, posto de transformação de serviço público (PTD) ou particular (PTC), em minutos;
- PI_j* — potência instalada na instalação *j* (PTC e PTD), em quilovóltios-ampere;
- k* — quantidade total dos pontos de entrega (PTC e PTD);
- NI_{jMT}* — número de interrupções na instalação *j* (PTD ou PTC) no período considerado.

1.3.3.3 — SAIFI — frequência média das interrupções do sistema:

Rede MT — indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega (PTD ou PTC), durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k NI_{jMT}}{k}$$

em que:

- NI_{jMT}* — número de interrupções na instalação *j* (PTD ou PTC) no período considerado;
- k* — quantidade total dos pontos de entrega (PTC e PTD).

Rede BT — indicador que representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega (clientes BT), durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIFI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^k NI_{jBT}}{k}$$

em que:

- NI_{jBT}* — número de interrupções no ponto de entrega *j* (cliente BT), no período considerado;
- k* — quantidade total de pontos de entrega (clientes BT).

1.3.3.4 — SAIDI — tempo médio das interrupções do sistema:

Rede MT — indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de

entrega (PTD e PTC) durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{NI_{jMT}} DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

- DI_{ij} — duração da interrupção i na instalação j (PTD ou PTC), em minutos;
- k — quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD);
- NI_{jMT} — número de interrupções na instalação j (PTD ou PTC) no período considerado.

Rede BT — indicador que representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega (clientes BT) durante um determinado período (normalmente um ano civil), dado por:

$$SAIDI_{BT} = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^{NI_{jBT}} DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}$$

em que:

- DI_{ij} — duração da interrupção i na instalação j (cliente BT), em minutos;
- k — quantidade total de pontos de entrega (clientes BT);
- NI_{jBT} — número de interrupções no ponto de entrega j (cliente BT), no período considerado.

2 — Procedimentos a observar no método de cálculo dos indicadores individuais:

2.1 — Introdução. — Neste capítulo definem-se os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores individuais de continuidade de serviço.

2.2 — Procedimentos. — Para a determinação dos indicadores individuais de continuidade de serviço para os clientes alimentados pela rede de transporte ou pelas redes de distribuição aplicam-se os procedimentos descritos no n.º 1.2 relativos aos indicadores gerais de continuidade de serviço, no que diz respeito ao método de aquisição e tratamento da informação, assim como aos critérios de classificação das interrupções e suas causas.

2.3 — Indicadores individuais de continuidade de serviço:

2.3.1 — Critérios para o cálculo do número e da duração das interrupções. — Os critérios considerados no n.º 1.2.1 relativos ao número e à duração das interrupções nos pontos de entrega aplicam-se também no cálculo dos indicadores individuais. Há ainda a considerar os seguintes critérios adicionais:

Nos incidentes com origem na rede de baixa tensão são considerados todos os clientes ligados ao troço de rede afectado apenas quando se verifica a interrupção das três fases. Quando só uma ou duas fases são afectadas quantificam-se apenas as interrupções dos clientes que reclamarem; Os incidentes ocorridos nas instalações dos clientes são considerados desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do distribuidor vinculado.

2.3.2 — Cálculo dos indicadores. — Os indicadores individuais considerados são os seguintes:

FI — frequência de interrupções — este indicador representa o número total de interrupções acidentais longas num ponto de entrega num determinado período (normalmente, um ano civil) e é dado por:

$$FI_j = NI_j$$

em que:

NI_j — número total de interrupções ocorridas no ponto de entrega j , durante o período considerado;

DI — Duração total das interrupções — este indicador representa a duração total das interrupções acidentais longas verificadas num ponto de entrega num determinado período (normalmente um ano civil), e é dado por:

$$DI_j = \sum_{i=1}^{NI_j} DI_{ij} \text{ [minutos]}$$

em que:

DI_{ij} — duração da interrupção i ocorrida no ponto de entrega j durante o período considerado, em minutos;

NI_j — número de interrupções ocorridas no ponto de entrega j , no período considerado.

3 — Procedimentos a observar quando ocorram casos fortuitos ou de força maior:

3.1 — Introdução. — O n.º 3 do artigo 2.º do Regulamento da Qualidade de Serviço exclui do seu campo de aplicação as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior, enumerados no n.º 4 do mesmo artigo.

Nestes termos, importa estabelecer os procedimentos que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve observar quando ocorram tais casos, de forma que toda a informação e documentação relevante seja adequadamente registada e tratada. Neste capítulo estabelecem-se os referidos procedimentos.

3.2 — Procedimentos:

3.2.1 — Normas para o registo de incidentes de natureza técnica. — A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve observar os procedimentos descritos no capítulo 1.2.1 relativamente aos incidentes com origem em casos fortuitos ou de força maior.

Os incidentes nas redes de transporte e de distribuição só podem ser registados como tendo sido originados por casos fortuitos ou de força maior quando esteja claramente identificada, justificada e comprovada a sua origem.

Classificam-se como casos fortuitos ou de força maior as situações seguintes:

Vento de intensidade excepcional — incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior à máxima prevista, para efeitos de projecto das instalações das redes eléctricas, nos regulamentos de segurança respectivos. Inclui a situação de vento em turbilhão — incidente causado por tempestade com vento de intensidade superior a 75 km/h e de direcção variada, provocada pelo embate do vento predominante, de direcção bem definida, nas montanhas de uma ilha;

Inundações imprevisíveis — incidente causado por inundações de carácter imprevisível sobre as

redes eléctricas, quer sejam de índole natural ou derivadas da ruptura de canalizações de fluidos de entidades externas à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado;

Descarga atmosférica directa — incidente causado por descarga atmosférica directa quando esta, comprovadamente, danificar material ou equipamento das instalações;

Incêndio — incidente causado por incêndio cuja origem seja exterior à rede eléctrica;

Terramoto — incidente causado por terramotos com acção directa sobre as redes eléctricas;

Greve geral — situação em que a Região Autónoma se encontra paralisada por uma greve geral;

Alteração da ordem pública — situação que contempla os casos em que a alteração de ordem pública, local ou regional, afecta a actividade da empresa; por exemplo, manifestação que afecte o acesso a instalações para a reposição do serviço;

Sabotagem — incidente causado por um acto humano, voluntário e consciente, nas infra-estruturas da rede eléctrica, com vista a causar um incidente;

Malfetoria — incidente causado por vandalismo imputável a acções humanas voluntariamente danosas; por exemplo, furto de equipamentos ou materiais das instalações;

Intervenção de terceiros — incidente causado, designadamente, por:

- Escavações ou movimentações de terras voluntárias de qualquer tipo realizadas por terceiros que afectem directamente a rede;
- Embate de veículos sobre equipamentos das instalações da rede;
- Trabalhos da responsabilidade de entidades não contratadas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, que afectem acidentalmente as instalações da rede;
- Queda de árvores sobre a rede, no decurso de trabalhos de abate;

Outras causas fortuitas ou de força maior — outras causas que reúnam simultaneamente condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade; por exemplo, movimentos de terras na sequência de fenómenos naturais, acção de aves ou outros animais, etc.

O registo referido deve ser suportado por documentação, a manter em arquivo pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, a qual deverá estar acessível para consulta pela DRCIE e pela ERSE, bem como por auditores externos no âmbito de auditorias previstas no artigo 52.º

3.2.2 — Normas para o registo de situações de natureza comercial. — Para situações de incumprimento de padrões, gerais ou individuais, de qualidade de serviço de natureza comercial, com fundamento em casos fortuitos ou de força maior, são adoptados, com as necessárias adaptações, os procedimentos constantes do n.º 3.2.1.

3.2.3 — Informação a fornecer pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado. — Para dar cumprimento ao n.º 3 do artigo 13.º do RQS, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado remeterá à ERSE, no prazo máximo de 20 dias úteis após a data da ocorrência da interrupção do fornecimento, um relatório com as informações seguintes:

Causa da interrupção do fornecimento e sua fundamentação;

Número de clientes afectados;
Zonas afectadas;
Energia não distribuída;
Tempos de reposição de serviço.

Para dar cumprimento ao n.º 2 do artigo 49.º do RQS, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado remeterá à ERSE, trimestralmente, no prazo de 45 dias após o final do mesmo, a seguinte informação:

Número de interrupções do fornecimento de energia com origem em caso fortuito ou de força maior, classificadas de acordo com as presentes normas complementares, discriminando as causas e as redes onde tiveram origem;

Número de compensações de natureza comercial não pagas com fundamento em caso fortuito ou de força maior, discriminando os padrões individuais, os fundamentos, as zonas e os períodos afectados.

4 — Características da onda de tensão de alimentação no ponto de entrega a clientes em AT:

4.1 — Introdução. — Neste capítulo estabelecem-se as características da onda de tensão de alimentação a respeitar no ponto de entrega ao cliente, em AT, em condições normais de exploração, nomeadamente no referente a:

- Frequência;
- Variações da tensão de alimentação;
- Tremulação (*flicker*);
- Distorção harmónica;
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Cavas de tensão.

4.2 — Referências. — A presente norma complementar baseia-se nos seguintes documentos principais:

- NP EN 50 160 — características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica;
- 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»;
- 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»;
- 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;
- CEI 61000-4-30 Ed. 1.0 — «Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-30: Testing and measurement techniques — Power quality measurement methods» (77A/356/CDV).

4.3 — Características da onda de tensão em AT:

4.3.1 — Frequência. — Para a frequência aplica-se o disposto na NP EN 50 160. Isto significa que, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência fundamental (50 Hz), medido em intervalos de dez segundos, deve estar compreendido entre os seguintes valores:

- 49 Hz e 51 Hz (−2% e +2% de 50 Hz), durante 95% do tempo de medição de uma semana;
- 42,5 Hz e 57,5 Hz (−15% e +15% de 50 Hz), durante 100% do tempo de medição de uma semana.

4.3.2 — Variação da tensão de alimentação. — A tensão nominal (U_n) da rede de transporte em AT, explorada pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado é de 60 kV.

A tensão declarada (U_c) é fixada por ponto de entrega, no intervalo $U_n \pm 7\%$. Os valores da tensão declarada nos pontos de entrega são acordados entre a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o cliente em AT, com revisão periódica anual ou sempre que aquelas entidades o considerem necessário.

Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos da tensão de alimentação deve estar compreendida no intervalo $U_c \pm 5\%$, sem ultrapassar a tensão máxima da rede, por cada período de medição de uma semana.

4.3.3 — Tremulação (flicker). — Os índices de severidade da tremulação (P_{st} e P_{it}) 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

| | |
|----------------|-----|
| | AT |
| P_{st} | 1,0 |
| P_{it} | 1,0 |

Para a avaliação destes índices de severidade devem ser excluídas as situações associadas à reposição de serviço do sistema produtor.

4.3.4 — Distorção harmónica. — Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de dez 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

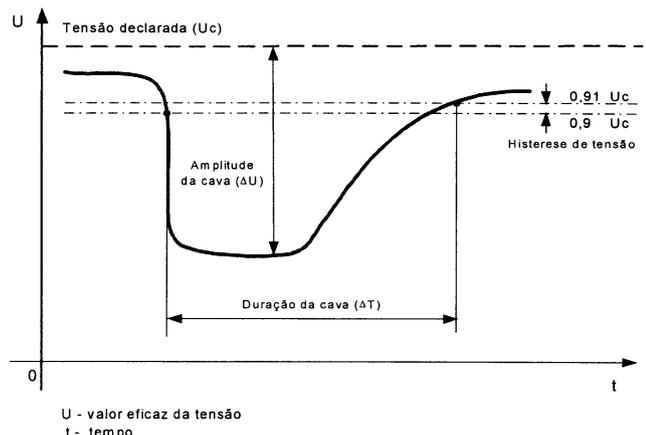
| Harmónicas ímpares não múltiplas de 3 | | Harmónicas ímpares múltiplas de 3 | | Harmónicas pares | |
|---------------------------------------|--|-----------------------------------|--|------------------|--|
| Ordem (hora) | Tensão harmónica (percentagem) \overline{AT} | Ordem (hora) | Tensão harmónica (percentagem) \overline{AT} | Ordem (hora) | Tensão harmónica (percentagem) \overline{AT} |
| 5 | 4,5 | 3 | 3,0 | 2 | 1,6 |
| 7 | 3,0 | 9 | 1,1 | 4 | 1,0 |
| 11 | 2,5 | 15 | 0,3 | 6 | 0,5 |
| 13 | 2,0 | 21 | 0,2 | 8 | 0,4 |
| 17 | 1,3 | > 21 | 0,2 | 10 | 0,4 |
| 19 | 1,1 | | | 12 | 0,2 |
| 23 | 1,0 | | | > 12 | 0,2 |
| 25 | 1,0 | | | | |
| > 25 | $0,2 + 0,5 * 25/h$ | | | | |

A distorção harmónica total (DHT em percentagem), calculada de acordo com a NP EN 50 160, não deverá ser superior a 8% para as redes AT.

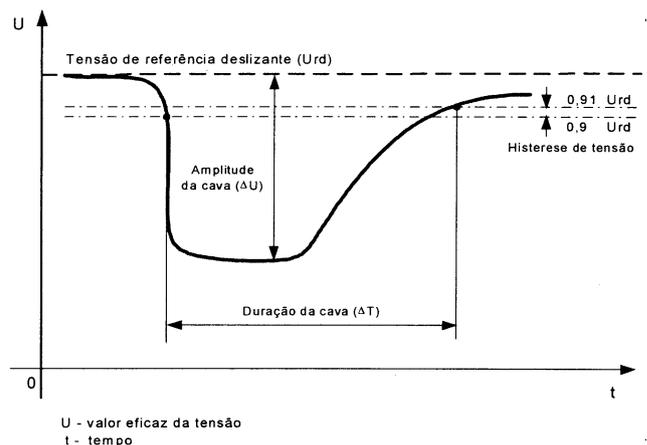
4.3.5 — Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões. — Em condições normais de exploração, nas redes de AT, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos da componente inversa das tensões não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa.

4.3.6 — Cavas da tensão de alimentação. — Para caracterização de uma cava 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 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 (v. figura seguinte):



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 deslizando 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. Esta metodologia é recomendada como preferencial no relatório técnico CEI 61000-2-8 para AT (v. figura seguinte):



As causas usuais das cavas de tensão são os curto-circuitos que ocorrem nas redes de energia eléctrica ou nas instalações dos clientes. Estas quedas de tensão propagam-se pelas redes, sendo a sua amplitude tanto maior quanto maior for a proximidade ao defeito. A duração das cavas de tensão corresponde, normalmente, ao tempo de eliminação do defeito. Este tempo,

impossível de anular, varia em função da tecnologia dos equipamentos, da potência de curto-circuito e da coordenação dos sistemas de protecção e constitui, assim, uma característica de cada rede.

Não existem de momento recomendações internacionais para os valores de referência a adoptar, definitivos ou mesmo indicativos, para a frequência de ocorrência de cavas e respectiva duração em AT.

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 esta cava equivalente corresponde a amplitude da cava mais profunda (ΔU_{max}) e uma duração equivalente (ΔT_{eq}) dada pela seguinte expressão:

$$\Delta T_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta U_i \times \Delta T_i}{\Delta U_{max}}$$

Agregação de eventos — para fins estatísticos e tendo em conta os potenciais efeitos das cavas de tensão nas instalações de utilização de energia eléctrica, poderá proceder-se à agregação das cavas que ocorram num determinado intervalo de tempo (período de agregação) num ponto da rede. Nesse caso, apenas será contabilizado o evento de maior severidade (medida pelo produto $\Delta U \times \Delta T$) ocorrido nesse intervalo de tempo. Para efeitos de divulgação a entidades interessadas recomenda-se a adopção de períodos de agregação temporal de um ou dez minutos, com a apresentação dos resultados em conformidade com o seguinte quadro resumo (de acordo com a CEI 61000-2-8):

Nota. — Na col. 1.ª é referenciada a duração mínima de uma cava (0,01") correspondente ao tempo de um semiciclo da onda de tensão (50 Hz).

| Cavas de tensão num ponto de entrega | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-----------------|-----------------|--------------|------------|-------------|--------------|---------------|
| Amplitude U (% de Uref) | Duração (segundos) | | | | | | | |
| | 0,01 < t <= 0,1 | 0,1 < t <= 0,25 | 0,25 < t <= 0,5 | 0,5 < t <= 1 | 1 < t <= 3 | 3 < t <= 20 | 20 < t <= 60 | 60 < t <= 180 |
| 90 > U >= 80 | | | | | | | | |
| 80 > U >= 70 | | | | | | | | |
| 70 > U >= 60 | | | | | | | | |
| 60 > U >= 50 | | | | | | | | |
| 50 > U >= 40 | | | | | | | | |
| 40 > U >= 30 | | | | | | | | |
| 30 > U >= 20 | | | | | | | | |
| 20 > U >= 10 | | | | | | | | |
| 10 > U >= 1 | | | | | | | | |

Nota: na primeira coluna é referenciada a duração mínima de uma cava (0,01 segundos) correspondente ao tempo de um semi-ciclo da onda de tensão (50 Hz)

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.

4.3.7 — Medição das características da tensão. — A medição das características da onda de tensão deve ser realizada nos pontos de entrega ou nos pontos de interligação (ou ainda, no caso de impossibilidade, no barramento da subestação de alimentação) de acordo com a metodologia prevista no relatório técnico CEI 61000-4-30.

As ligações eléctricas disponíveis determinarão se as medições serão efectuadas a partir das tensões compostas (entre fases) ou das tensões simples (fase-neutro).

5 — Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEPM:

5.1 — Introdução. — Este capítulo define a metodologia para o estabelecimento de valores limite de emissão, pelas instalações eléctricas fisicamente ligadas às redes do SEPM, das seguintes perturbações na tensão:

- Tremulação (*flicker*);
- Distorção harmónica;
- 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 eléctrica pelas instalações de clientes ou de produtores do SEIM fisicamente ligadas àquelas redes por forma a garantir-se o cumprimento dos níveis de referência das características da tensão em AT indicados nestas normas complementares e dos níveis de compatibilidade electromagnética (CEM) indicados na NP EN 50 160, para as redes de MT.

Para garantir a observância dos níveis de referência e de CEM, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado fixa níveis de planeamento para cada uma das perturbações, os quais são sujeitos a aprovação pela DRCIE.

5.2 — Referências normativas. — A presente norma complementar baseia-se nos seguintes documentos principais:

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»;

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 Electrotécnica 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 nestas normas complementares.

As potências representativas das capacidades de absorção de *flicker*, harmónicas e desequilíbrio na tensão por parte das redes, estabelecidas com base numa percentagem da potência de curto-circuito mínima nos pontos de interligação, são determinadas tendo em conta previsões reais de longo prazo das potências aparentes contratadas e a contratar por instalações eléctricas de clientes e de produtores do SEIM. Consequentemente, estes valores deverão ser revistos periodicamente, por forma a poderem ser ajustados em função da evolução das redes eléctricas.

A proposta dos valores concretos admitidos pelas redes para a emissão de *flicker*, distorção harmónica e desequilíbrio no sistema trifásico de tensões por parte de um cliente ou de um produtor do SEIM deverá ser acompanhada de uma memória descritiva e justificativa dos valores obtidos, sempre que a entidade responsável pela instalação a ligar o requeira.

5.3 — Tremulação (*flicker*):

5.3.1 — Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de alta tensão (AT):

5.3.1.1 — Potência requisitada ou potência contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Poderá ser aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de *flicker*, no caso em que:

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

sendo:

S_{AT_i} — potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);

$S_{cc,AT}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

5.3.1.2 — Potência requisitada ou potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Nos casos em que a potência requisitada ou contratada pelas instalações seja superior a 0,1% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, a emissão de *flicker* de curta e longa duração não poderá exceder os valores obtidos a partir das expressões seguintes:

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

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

em que:

P_{st,AT_i} — limite de emissão de *flicker* (curta duração) para a instalação i ;

$P_{st,AT}$ — nível de planeamento para o *flicker* (curta duração) num ponto de interligação AT;

P_{it,AT_i} — limite de emissão de *flicker* (longa duração) para a instalação i ;

$P_{it,AT}$ — nível de planeamento para o *flicker* (longa duração) num ponto de interligação AT;

S_{AT_i} — fracção da potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i , que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA), susceptível de provocar fenómenos de *flicker*;

S_{AT} — fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

5.3.2 — Valores limite de emissão de *flicker* para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de média tensão (MT):

5.3.2.1 — Etapa 1 — avaliação simplificada. — A ligação poderá ser aceite nesta etapa, sempre que a frequência « r » (1/min.) das variações de potência « dS » (MVA), impostas pela instalação, em percentagem da potência de curto-circuito mínima « $S_{cc, \min}$ » (MVA) no ponto de interligação, se situe dentro dos intervalos indicados na tabela seguinte:

IEC 61000-3-7: Tabela 4

| r [1/min.] | $dS/S_{cc, \min}$ (percentagem) |
|-------------------|------------------------------------|
| $r > 200$ | 0,1 |
| $10 < r \leq 200$ | 0,2 |
| $r < 10$ | 0,4 |

5.3.2.2 — Etapa 2 — limites de emissão proporcionais à potência contratada. — No caso da não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para o *flicker* de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

$$P_{st_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{st_{MT}}}^3 - T_{P_{st_{AM}}}^3 \times L_{P_{st_{AT}}}^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

$$P_{lt_{MT_i}} \leq \sqrt[3]{L_{P_{lt_{MT}}}^3 - T_{P_{lt_{AM}}}^3 \times L_{P_{lt_{AT}}}^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

em que:

- $P_{st_{MT_i}}$ — limite individual para o *flicker* de curta duração;
- $P_{lt_{MT_i}}$ — limite individual para o *flicker* de longa duração;
- F_{MT} — factor de simultaneidade das instalações perturbadoras em MT;
- $L_{P_{st_{MT}}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de curta duração (P_{st}) em MT;
- $L_{P_{st_{AT}}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de curta duração (P_{st}) em AT;
- $T_{P_{st_{AM}}}$ — coeficiente de transferência do *flicker* de curta duração (P_{st}) da AT para a MT;
- $L_{P_{lt_{MT}}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de longa duração (P_{lt}) em MT;
- $L_{P_{lt_{AT}}}$ — nível de planeamento para o *flicker* de longa duração (P_{lt}) em AT;
- $T_{P_{lt_{AM}}}$ — coeficiente de transferência do *flicker* de longa duração (P_{lt}) da AT para a MT;
- S_i — potência requisitada ou contratada pela instalação i (MVA);
- S_{MT} — capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA).

Nas ilhas onde apenas existirem redes de média tensão o coeficiente de transferência do *flicker* de curta duração (P_{st}) da AT para a MT ($T_{P_{st_{AM}}}$) assumirá o valor zero.

5.4 — Distorção harmónica:

5.4.1 — Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de alta tensão (AT):

5.4.1.1 — Potência requisitada ou contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Poderá ser aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de emissão de harmónicas, no caso em que:

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

sendo:

- S_{AT_i} — potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);
- $S_{cc_{AT}}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação AT (MVA).

5.4.1.2 — Potência requisitada ou contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — No caso em que a potência requisitada ou 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:

$$E_{U_{h_i}} \leq L_{h_{AT}} \times \alpha \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

$$E_{I_{h_i}} \leq \frac{L_{h_{AT}}}{Z_{h_{AT}}} \times \alpha \sqrt[3]{\frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}}$$

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

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 ;
- $L_{h_{AT}}$ — nível de planeamento da tensão harmónica h admissível num ponto de interligação AT (a este valor deve ser descontado o nível de tensão harmónica h existente no ponto de interligação devido a pontos de interligação vizinhos) (V);
- $Z_{h_{AT}}$ — impedância harmónica da rede a montante para a harmónica h (Ω);
- α — constante que depende do índice da harmónica;
- $L_{DHT_{AT}}$ — nível de planeamento da distorção harmónica total 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} — fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

5.4.2 — Valores limite de emissão de harmónicas para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de média tensão (MT):

5.4.2.1 — Etapa 1 — avaliação simplificada. — Qualquer carga não linear poderá ser ligada dentro da instalação caso seja satisfeita a condição:

$$\frac{S_{MT_i}}{S_{cc_{MT}}} \leq 0,1\%$$

sendo:

- S_{MT_i} — a potência contratada pela instalação i , (MVA);
- $S_{cc_{MT}}$ — a potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação (MVA).

Caso contrário, há que determinar a potência de distorção equivalente da instalação i , SD_{wi} (MVA), obtida pela soma ponderada das potências das j cargas não lineares instaladas SD_{wj} (MVA), afectadas do respectivo coeficiente de ponderação w_j :

$$S_{Dwi} = \sum S_{Dwj} \times W_j$$

em que w_j reflecte o tipo de carga não linear, variando entre 0,7 e 2,5.

O critério de aceitação da ligação passa então a ser:

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

Em alternativa, é possível garantir condições de ligação equivalentes, estabelecendo limites adequados para as correntes harmónicas individuais, em percentagem do valor eficaz da corrente nominal da instalação à frequência fundamental, de acordo com a tabela seguinte:

IEC 61000-3-6: Tabela 7

| Ordem harmónica h | Valores indicativos para os limites de emissão de correntes harmónicas a considerar na etapa 1 (em percentagem da corrente nominal da instalação I_i) | | | | |
|---------------------|--|-----|-------|-------|------------------------------|
| | 5 | 7 | 11 | 13 | $\sqrt{\sum \frac{ih^2}{h}}$ |
| $ih = I_h/I_i(\%)$ | 5-6 | 3-4 | 1,5-3 | 1-2,5 | 6-8 |

em que:

I_h — a corrente harmónica total de ordem « h » causada pela instalação i (A);

I_i — o valor eficaz a 50 Hz correspondente à potência contratada (A).

Excepções:

Para instalações com potências contratadas $S_i > 2$ MVA ou em que $S_i/S_{cc} > 2\%$, 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 correcção do factor de potência ou filtros harmónicos, pelo que nestes casos dever-se-á passar à etapa 2.

5.4.2.2 — Etapa 2 — determinação de limites de emissão em função das características da rede. — O limite de emissão de corrente harmónica de ordem h da instalação i , $E_{I_{h_i}}$ (A), é dado por:

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

em que:

Z_h — impedância harmónica de ordem h vista do ponto de interligação (Ω);

$E_{U_{h_i}}$ — limite individual de emissão de tensão harmónica de ordem h da instalação i (V), dado por:

$$E_{U_{h_i}} \leq \alpha \sqrt{L_{h_{MT}}^\alpha - T_{h_{AM}}^\alpha \times L_{h_{AT}}^\alpha} \times \sqrt{\frac{S_i}{S_{MT} \times F_{MT}}}$$

em que:

S_i — potência requisitada ou contratada pela instalação i (MVA);

S_{MT} — capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA);

F_{MT} — factor de simultaneidade das emissões das cargas não lineares ligadas em MT;

α — coeficiente dependente da ordem harmónica h ;

$L_{h_{MT}}$ — nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na MT (V);

$L_{h_{AT}}$ — nível de planeamento para a tensão harmónica de ordem h na AT (V);

$T_{h_{AM}}$ = coeficiente de transferência harmónica de ordem h da AT para a MT.

Em termos de distorção harmónica total, a instalação i deverá respeitar o seguinte limite de emissão harmónica total, DHT_{u_i} , dado por:

$$DHT_{u_i} \leq L_{DHT_{MT}} \times \frac{S_i}{S_{MT}}$$

em que:

$L_{DHT_{MT}}$ — nível de planeamento da distorção harmónica total no ponto de interligação MT.

Nas ilhas onde apenas existirem redes de média tensão, o coeficiente de transferência harmónica de ordem h da AT para a MT ($T_{h_{AM}}$) assumirá o valor zero.

5.5 — Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões:

5.5.1 — Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de alta tensão (AT):

5.5.1.1 — Potência requisitada ou contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Poderá ser aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, no caso em que:

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

sendo:

S_{AT_i} — potência aparente requisitada ou 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).

5.5.1.2 — Potência requisitada ou potência contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Nos casos em que a potência requisitada ou 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:

$$E_{I_i} \leq U_{i_{AT}} \times U_d \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

$$E_{u_i} \leq \frac{U_{i_{AT}} \times U_d}{Z_{i_{AT}}} \times \frac{S_{AT_i}}{S_{AT}}$$

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 directo de tensões (V);
- $Z_{i,AT}$ — impedância inversa da rede a montante (Ω);
- S_{AT_i} — potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação AT (MVA);
- S_{AT} — fracção da potência total instalada na subestação, ponto de ligação comum, destinada a utilizadores AT (MVA), no dia de ponta máxima da subestação.

5.5.2 — Valores limite de desequilíbrio para instalações ligadas às redes a pontos de interligação de média tensão (MT):

5.5.2.1 — Potência requisitada ou contratada inferior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — Poderá ser aceite a ligação de uma instalação à rede, sem se fazer qualquer consideração quanto a valores limite de desequilíbrio, no caso em que:

$$\frac{S_{MT_i}}{S_{cc,MT}} \leq 0,1\%$$

em que:

- S_{MT_i} — potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);
- $S_{cc,MT}$ — potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação MT (MVA).

5.5.2.2 — Potência requisitada ou contratada superior a 0,1% da potência de curto-circuito S_{cc} mínima no ponto de interligação. — No caso em que 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:

$$E_{U_i} \leq U_{i,MT} \times U_d \times \frac{S_{MT_i}}{S_{MT}}$$

$$E_{I_i} \leq \frac{U_{i,MT} \times U_d}{Z_{i,MT}} \times \frac{S_{MT_i}}{S_{MT}}$$

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);
- $U_{i,MT}$ — nível de planeamento do desequilíbrio na tensão nos pontos de interligação MT;
- U_d — valor eficaz da tensão simples do sistema directo de tensões (V);
- $Z_{i,MT}$ — impedância inversa da rede a montante, vista do ponto de interligação (Ω);
- S_{MT_i} — potência aparente requisitada ou contratada pela instalação i que se pretende ligar ao ponto de interligação MT (MVA);
- S_{MT} — capacidade máxima do sistema (potência nominal do transformador AT/MT ou MT/MT de alimentação do ponto de interligação) (MVA).

6 — Procedimentos a observar na realização das medições complementares ao plano de monitorização na sequência de reclamações dos clientes:

6.1 — Introdução. — Este capítulo estabelece os procedimentos a observar na realização das medições complementares que se venham a revelar necessárias para a verificação do cumprimento dos padrões da qualidade de natureza técnica da onda de tensão, aquando da reclamação de clientes.

6.2 — Referências. — Nas medições da qualidade da onda de tensão a efectuar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado, na sequência de reclamações dos seus clientes, serão observados os requisitos estipulados nos documentos oficiais em vigor, nomeadamente a NP EN 50 160 — características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

6.3 — Procedimentos. — Sempre que surjam reclamações dos clientes relativas à qualidade da onda de tensão, e caso se julgue necessário, deverão efectuar-se as medições complementares às previstas no plano anual de monitorização, de acordo com os procedimentos descritos em seguida.

Ao apresentar uma reclamação o cliente deverá fornecer à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado toda a informação considerada relevante, de acordo com o n.º 1 do artigo 43.º do RQS, incluindo, designadamente, a caracterização das perturbações sentidas e a indicação da data, da hora e da duração das ocorrências e dos equipamentos mais sensíveis às perturbações. Para o efeito, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado poderá disponibilizar ao reclamante uma ficha apropriada ao registo das perturbações.

Uma vez recebida a reclamação, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado procederá à sua análise preliminar e solicitará dados complementares, se necessário. Sempre que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado concluir que é preciso realizar uma monitorização da qualidade da onda de tensão, deve o reclamante, para o efeito, garantir as condições adequadas quer do ponto de vista técnico quer no que respeita às condições de segurança de pessoas e equipamentos.

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá informar o cliente dos prazos previstos para a realização do plano de monitorização, da análise dos dados e da elaboração do relatório.

Se, após a monitorização vier a concluir-se que os requisitos mínimos de qualidade técnica da onda de tensão 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 10 do artigo 7.º do RQS.

6.4 — Sempre que tenha sido realizada uma monitorização complementar, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado deverá juntar uma cópia do respectivo relatório à resposta a enviar ao cliente.

7 — Cálculo dos indicadores gerais do relacionamento comercial:

7.1 — Introdução. — Este capítulo estabelece os procedimentos a observar no cálculo dos indicadores gerais de qualidade do relacionamento comercial.

7.2 — Âmbito e periodicidade. — O cálculo destes indicadores, nos casos aplicáveis, deve considerar o relacionamento da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado quer com os clientes do SEPM quer com os clientes não vinculados fisicamente ligados às redes do SEPM.

Os indicadores são calculados, para cada ano civil, pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

7.3 — Cálculo. — Excluem-se dos tempos considerados para efeitos de cálculo dos indicadores os períodos de tempo em que a realização dos serviços solicitados à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado esteja dependente da actuação do cliente ou de terceiros, nomeadamente de autorização de entidade administrativa competente.

7.3.1 — Satisfação das requisições para fornecimento em baixa tensão. — O cálculo do indicador relativo à satisfação das requisições para fornecimento de energia eléctrica em baixa tensão deve considerar unicamente os tempos que decorrem desde a data em que a requisição dá entrada na concessionária do transporte e distribuidor vinculado e a conclusão por parte desta dos procedimentos que permitam a celebração do contrato por parte do requisitante.

7.3.2 — Ligações à rede — no cálculo do indicador relativo à ligação à rede de instalações de utilização alimentadas em baixa tensão, na sequência da celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica, não são considerados os casos em que:

O cliente solicite uma data posterior;

Se verifiquem situações de simples mudança do nome do titular do contrato de fornecimento, sem necessidade de interrupção;

A ligação não é executada na data acordada, por facto imputável ao cliente.

7.3.3 — Atendimento:

O indicador relativo ao tempo de espera nos centros de atendimento deve ser calculado para cada

um dos três centros de atendimento com maior número de utentes, sendo calculado pelo tempo que medeia entre o instante de retirada da senha, que atribui o número de ordem do atendimento, e o seu início;

O tempo de espera no atendimento telefónico centralizado deve ser calculado tendo em conta o tempo que vai entre o primeiro sinal de chamada e o instante em que a chamada é atendida.

7.3.4 — Reposição de serviço — o indicador relativo à reposição de serviço na sequência de interrupções de fornecimento acidentais deve excluir, no cálculo, as interrupções breves e ter em atenção o indicado no n.º 3.2.2.

7.3.5 — Reclamações — o indicador relativo à apreciação de reclamações deve considerar, no cálculo, todas as reclamações apresentadas, quer de natureza comercial, quer de natureza técnica.

7.3.6 — Leitura:

O indicador relativo à leitura do contador deve considerar, no cálculo, conjuntamente, as leituras efectuadas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado e pelo cliente, incluindo somente os clientes de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

Não são consideradas para efeito de cálculo do indicador relativo à leitura do contador as situações de segunda habitação, em que o contador não se encontra disponível à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado.



DIÁRIO DA REPÚBLICA

Depósito legal n.º 8814/85

ISSN 0870-9963

AVISO

Por ordem superior e para constar, comunica-se que não serão aceites quaisquer originais destinados ao *Diário da República* desde que não tragam aposta a competente ordem de publicação, assinada e autenticada com selo branco.

Os prazos para reclamação de faltas do *Diário da República* são, respectivamente, de 30 dias para o continente e de 60 dias para as Regiões Autónomas e estrangeiro, contados da data da sua publicação.

PREÇO DESTE NÚMERO (IVA INCLUÍDO 5%)

€ 1,60



Diário da República Electrónico: Endereço Internet: <http://www.dre.pt>
Correio electrónico: dre@incm.pt • Linha azul: 808 200 110 • Fax: 21 394 57 50



INCM

IMPrensa Nacional-Casa da Moeda, S. A.

LIVRARIAS

- Loja do Cidadão (Aveiro) Rua de Orlando Oliveira, 41 e 47 — 3800-040 Aveiro
Forca Vouga
Telef. 23 440 58 49 Fax 23 440 58 64
- Avenida de Fernão de Magalhães, 486 — 3000-173 Coimbra
Telef. 23 985 64 00 Fax 23 985 64 16
- Rua da Escola Politécnica, 135 — 1250-100 Lisboa
Telef. 21 394 57 00 Fax 21 394 57 58 Metro — Rato
- Rua do Marquês de Sá da Bandeira, 16-A e 16-B — 1050-148 Lisboa
Telef. 21 330 17 00 Fax 21 330 17 07 Metro — S. Sebastião
- Rua de D. Francisco Manuel de Melo, 5 — 1099-002 Lisboa
Telef. 21 383 58 00 Fax 21 383 58 34
- Rua de D. Filipa de Vilhena, 12 — 1000-136 Lisboa
Telef. 21 781 07 00 Fax 21 781 07 95 Metro — Saldanha
- Rua das Portas de Santo Antão, 2-2/A — 1150-268 Lisboa
Telefs. 21 324 04 07/8 Fax 21 324 04 09 Metro — Rossio
- Loja do Cidadão (Lisboa) Rua de Abranches Ferrão, 10 — 1600-001 Lisboa
Telef. 21 723 13 70 Fax 21 723 13 71 Metro — Laranjeiras
- Avenida de Roma, 1 — 1000-260 Lisboa
Telef. 21 840 10 24 Fax 21 840 09 61
- Praça de Guilherme Gomes Fernandes, 84 — 4050-294 Porto
Telef. 22 339 58 20 Fax 22 339 58 23
- Loja do Cidadão (Porto) Avenida de Fernão Magalhães, 1862 — 4350-158 Porto
Telef. 22 557 19 27 Fax 22 557 19 29