



## ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

### Despacho n.º 17 744-A/2007

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) entra em pleno funcionamento no dia 1 de Julho de 2007, culminando um trabalho conjunto das Administrações Portuguesa e Espanhola iniciado em 2001 e intensificado nos últimos meses na sequência da «Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz», realizada em Novembro de 2006, em que os Governos dos dois países definiram um conjunto de objectivos no âmbito de uma política de consolidação do MIBEL, cuja concretização tem subjacente o aprofundamento das condições legislativas, regulamentares e técnicas tendentes a obviar todos os obstáculos na perspectiva de concretização deste mercado.

No plano legislativo, pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, foi estabelecido o novo enquadramento legal aplicável à organização e ao funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, transpondo para o direito nacional a Directiva 2003/54/CE, do Conselho e do Parlamento, de 26 de Junho, que estabeleceu as regras gerais do mercado interno de electricidade. Este diploma foi complementado nos seus princípios pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, concretizando a transposição integral da referida Directiva. De acordo com os princípios que enformam esta Directiva, o novo quadro legal visa, no quadro do Mercado Interno de Energia, estabelecer as condições normativas adequadas à realização de um mercado livre e concorrencial, na conciliação do cumprimento de obrigações de serviço público e na prestação de um serviço universal.

No descrito enquadramento legal, são confirmadas as competências da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no âmbito regulamentar, designadamente no que respeita à elaboração e aprovação dos Regulamentos de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e Regulamento da Operação das Redes, nos termos previstos nos artigos 62.º, 63.º, 65.º e 66.º e n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, considerando um regime transitório, já previsto nos diplomas citados, limitou o acréscimo da variação do aumento dos valores das tarifas para o ano de 2007, aprovando os mecanismos respeitantes à recuperação dos montantes relativos aos défices e aos ajustamentos tarifários, para terem na expressão nas tarifas reguladas para o ano de 2008.

Também, com expressão no Regulamento Tarifário, a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, procedeu à revisão da taxa aplicável ao cálculo da remuneração das rendas dos terrenos situados no domínio público hídrico mantidos na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), alterando a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Na linha da criação das condições adequadas ao desenvolvimento do MIBEL, o Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, deu nova redacção ao artigo 4.º e aos Anexos III e V do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que criou o mecanismo dos «Custos para Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMC) dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), permitindo a assinatura dos «Acordos de Cessação dos CAE», e que a consequente entrega de energia produzida nos centros electroprodutores abrangidos por estes contratos possa ser oferecida no mercado a partir de 1 de Julho de 2007. No mesmo sentido, o Decreto-Lei n.º 392/2007, aprovado em Conselho de Ministros de 1 de Junho, estabeleceu um conjunto de disposições aplicáveis ao aprofundamento do MIBEL, nomeadamente quanto à aquisição de electricidade pelo comercializador de último recurso e à gestão da electricidade proveniente dos centros electroprodutores abrangidos pelos CAE que não cessam, sendo que estas disposições têm incidência directa no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário.

Do conjunto das actividades desenvolvidas pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, destacam-se a elaboração de uma proposta conjunta para a adopção de um mecanismo de garantia de potência, que foi apresentada aos Governos dos dois países em 31 de Maio de 2007, enquadrada por uma consulta pública dinamizada pelo Conselho de Reguladores que decorreu entre 16 e 30 de Abril de 2007, bem como de uma proposta de mecanismo de gestão conjunta na Interligação Portugal -Espanha e da repartição dos valores de capacidade disponíveis na Interligação.

O presente despacho, no alinhamento do quadro legal publicada e das acções desenvolvidas no âmbito do aprofundamento da realização do MIBEL, procede à revisão do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e à aprovação do Regulamento de Operação das Redes, bem como à aprovação dos manuais de procedimentos e seus avisos que decorrem dos referidos regulamentos.

A revisão e a aprovação objecto do presente despacho decorre da conciliação de dois imperativos. Por um lado, torna-se necessário acomodar o normativo regulamentar à legislação entretanto publicada em 2006 e em 2007; por outro lado, impõe-se adequar este mesmo normativo às acções desenvolvidas pelo Conselho de Reguladores, que, nos últimos meses, conduziram à aprovação de mecanismos que se inserem na dinamização da realização do MIBEL.

O procedimento regulamentar, que culmina pelo presente despacho na aprovação da revisão dos regulamentos e dos manuais de procedimentos supra identificados, desencadeou-se nos termos previstos no artigo 23.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril. Na observância dos preceitos deste artigo, a ERSE, para cada um dos regulamentos, elaborou uma proposta de articulado, tendo a mesma, acompanhada de um «documento justificativo», sido enviada às empresas reguladas abrangidas pelos respectivos regulamentos, às associações de consumidores, à Direcção-Geral de Energia e Geologia e demais entidades administrativas competentes, para comentários e sugestões, bem como ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário da ERSE, em razão das suas competências estabelecidas nos Estatutos da ERSE, para emissão de parecer.

O procedimento regulamentar desenvolveu-se em várias fases complementares que a seguir se descrevem, que traduziram a evolução legislativa verificada em 2006 e 2007, bem como as acções desenvolvidas no âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL e das propostas acordadas que daí resultaram.

A proposta de revisão do Regulamento Tarifário foi enviada para parecer do Conselho Tarifário a 7 de Dezembro de 2006, tendo esta proposta, depois de reformulada incorporando os comentários do Conselho Tarifário, sido submetida a consulta pública em 20 de Abril de 2007.

Considerando os termos do mecanismo de garantia de potência, submetido a consulta pública, as alterações introduzidas pela Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, sobre a aplicação da taxa de remuneração dos terrenos do domínio público hídrico na posse da concessionária da RNT, as alterações decorrentes do Decreto-Lei n.º 392/2007, aprovado em Conselho de Ministros de 1 de Junho e comunicado à ERSE para tradução regulamentar, bem como os comentários e sugestões no âmbito da consulta pública referida, a ERSE reformulou essa proposta, tendo-a novamente submetida a consulta pública e enviado ao Conselho Tarifário para parecer. Na sequência do pedido da ERSE, o Conselho Tarifário emitiu novo parecer.

As propostas de revisão do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações foram submetidas a consulta pública na mesma data do Regulamento Tarifário, 20 de Abril de 2007, tendo sido enviadas ao Conselho Consultivo para emissão de parecer. A proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais foi reformulada e submetida a consulta pública em 15 de Junho de 2007, tendo sido simultaneamente enviada ao Conselho Consultivo que, em sequência, emitiu o seu parecer. As razões para a reformulação desta proposta foram as mesmas que atrás se evidenciaram para o Regulamento Tarifário.

A proposta do Regulamento da Operação das Redes, que pela primeira vez se aprova, porquanto a sua previsão apenas ocorreu com a publicação do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, foi submetida a consulta pública e ao parecer do Conselho Consultivo da ERSE a 18 de Maio de 2007, seguindo o procedimento estabelecido no artigo 23.º dos Estatutos da ERSE.

A revisão do Regulamento Tarifário acomoda, no essencial, disposições relativas às seguintes matérias:

Aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial.  
Défices tarifários de 2006 e de 2007, por limitação dos acréscimos tarifários de BT e BTN.

Recuperação dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, relativos a 2006 e 2007.

Eliminação do mecanismo de ajustamentos trimestrais relativo às aquisições de energia eléctrica no âmbito dos CAE não cessados.

Introdução de um pagamento pela garantia de potência na tarifa de Uso Global do Sistema.

Remuneração dos terrenos do domínio público hídrico associados aos centros electroprodutores.

Mecanismo de incentivo à eficiente optimização da gestão de energia dos CAE não cessados e à eficiente gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

Mecanismo de correcção de hidráulicidade.

Identificação e clarificação das tarifas de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes, bem como das suas componentes de custo.

Integração dos custos com a ERSE na parcela de «custos de medidas de política energética, ambiental ou de interesse geral».

Clarificação da metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.

Clarificação das opções tarifárias de BTN que não incluem o diferencial com o custo de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadráveis nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

Consideração na tarifa de Uso Global do Sistema dos pagamentos por garantia de potência.

Clarificação da forma de regulação dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo na Região Autónoma da Madeira.

Revogação da limitação dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas.

A revisão do Regulamento de Relações Comerciais abrange, no essencial, disposições relativas às seguintes matérias:

Definições.

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial.

Obrigações de serviço público.

Actividades e funções dos operadores das redes.

Actividades e funções dos comercializadores de último recurso, bem como dos restantes comercializadores.

Definição do conteúdo do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Agente comercial dos CAE não cessados.

Mecanismo de garantia de potência.

Relacionamento comercial com os clientes de energia eléctrica.

Regime de mercado.

Aplicação dos regulamentos às Regiões Autónomas, considerando as derrogações concedidas nos termos da Directiva 2003/54/CE.

A revisão do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações abrange disposições relativas às seguintes matérias:

Definições e âmbito de aplicação do regulamento.

Capacidade de gestão das interligações, incluindo um novo mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Espanha -Portugal.

Extinção da previsão da figura de agente externo.

Informação a prestar para efeitos de acesso às redes e às interligações.

Revogação das disposições relativas ao planeamento das redes e interligações e processo de planeamento aplicável.

Contrato de uso das redes, incluindo a sua celebração pelo comercializador de último recurso.

Explicitação da isenção dos produtores em regime ordinário da celebração do contrato de uso das redes, mesmo quando necessitam de adquirir energia eléctrica para bombagem, no âmbito do processo de produção de energia eléctrica.

Factores de ajustamento para perdas e introdução do conceito de perfis horários para efeitos de determinação da energia eléctrica que deve ser colocada em cada hora na rede eléctrica.

O Regulamento de Operação das Redes, previsto pela primeira vez no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, tem a sua habilitação legal material no artigo 63.º, segundo o qual este regulamento estabelece as condições que permitam a gestão dos fluxos de electricidade na RNT, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada, incluindo os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação; as condições em que o operador da RNT monitoriza as cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores; as condições destinadas a garantir o acesso dos operadores da rede à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou à Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Média e Alta Tensão (RND) que habilitem à re-

alização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.

No quadro da referida habilitação material, o Regulamento de Operação das Redes apresenta a seguinte estrutura e sistematização:

Capítulo I — Disposições e princípios gerais

Capítulo II — Programação e exploração

Capítulo III — Exploração do sistema em tempo real

Capítulo IV — Gestão de serviços de sistema

Capítulo V — Coordenação de indisponibilidades

Capítulo VI — Registo e divulgação de informação

Capítulo VII — Garantias administrativas

Capítulo VIII — Resolução de conflitos

Capítulo IX — Disposições finais e transitórias

Associada à aprovação da revisão de cada regulamento, ou da sua aprovação, é publicitada, na página da ERSE na internet, o respectivo documento «Discussão dos Comentários à Consulta Pública da ERSE relativa à proposta de regulamento», o qual, juntamente com os documentos justificativos da proposta regulamentar da consulta pública, ficam, por apropriação, a constituir parte integrante da fundamentação preambular deste despacho.

Os documentos de «Discussão aos comentários da consulta pública», supra referidos, identificam os comentários e sugestões apresentados às propostas regulamentares, as respostas da ERSE justificando os comentários que foram considerados nos textos regulamentares que agora se aprovam, bem como os que não puderam ser aceites e as respectivas razões.

Com base na habilitação normativa destes regulamentos, a ERSE procede igualmente à aprovação do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, Manual de Procedimentos do Agente Comercial e Manual de Procedimento do Gestor de Sistema.

O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, bem como o Manual de Procedimentos do Agente Comercial, têm previsão no Regulamento de Relações Comerciais.

O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal -Espanha têm previsão no Regulamento de Operação das Redes e no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Estes manuais foram elaborados pelos respectivos operadores nos termos das disposições supra referidas, tendo a ERSE procedido à sua análise e introduzido as alterações consideradas pertinentes em função das disposições dos regulamentos que ora se aprovam, dando conhecimento das alterações introduzidas aos operadores.

O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, que ora se aprova, integra mecanismos de actualização automática, através da adopção de Avisos que, em função da realidade diária, agilizam a aplicação do manual sem desvirtuar as regras materiais em que se fundamentam. Com efeito, tendo em consideração a dinâmica do MIBEL, o mecanismo introduzido possibilita a sua permanente actualização e a resposta imediata às questões que o funcionamento do mercado suscita em cada instante. Estes avisos são aprovados pela ERSE, mediante solicitação do Acerto de Contas.

Nestes termos:

Ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, dos artigos 62.º, 63.º, 65.º e 66.º, do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e da alínea b) do n.º 1 do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Fevereiro, o Conselho de Administração da ERSE deliberou, no âmbito do sector da electricidade, o seguinte:

1.º Os artigos 8.º, 9.º, 10.º, 14.º, 24.º, 28.º, 30.º, 31.º, 32.º, 33.º, 34.º, 40.º, 41.º, 44.º, 51.º, 53.º, 54.º, 56.º, 60.º, 62.º, 64.º, 65.º, 97.º, 127.º, 142.º, 147.º, 153.º, 156.º, 157.º, 161.º, 165.º, 166.º, 167.º, 171.º, 175.º, 180.º, 181.º, 189.º, 195.º, 199.º, 201.º, 204.º, 248.º, 254.º, 257.º, 258.º e 261.º do Regulamento de Relações Comerciais passam a ter redacção nos termos da republicação deste regulamento no Anexo I deste despacho.

2.º São aditados ao Regulamento de Relações Comerciais os artigos, identificados pelas respectivas epígrafes, «Operador logístico de mudança de comercializador», «Produtores em regime especial», «Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência», «Interrupções por facto imputável aos operadores de outras redes», «Comercialização de energia eléctrica», «Acesso e utilização das redes», «Independência no exercício das actividades do comercializador de último recurso», «Diferença de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial», «Recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT», «Aquisição de energia eléctrica», «Relacionamento comercial dos comercializa-

dores», «Informação sobre preços», «Facturação e cobrança dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual», «Garantias a prestar pelos comercializadores e pelos comercializadores de último recurso», «Objecto» (integrado no Capítulo XI), «Protecção dos consumidores», «Acertos de facturação no início e no fim do contrato», «Rotulagem de energia eléctrica», «Regime de mercado», «Acesso ao regime de mercado», «Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas», correspondendo-lhes no Anexo I os números dos artigos 9.º, 14.º, 31.º, 53.º, 56.º, 57.º, 59.º, 61.º, 62.º, 66.º, 67.º, 68.º, 76.º, 77.º, 164.º, 165.º, 194.º, 196.º, 202.º, 203.º e 204.º.

3.º Os novos artigos são inseridos no Regulamento de Relações Comerciais de acordo com a nova reorganização, sistematização e renumeração.

4.º São utilizados no Regulamento de Relações Comerciais novas siglas, expressões e definições subjacentes, tais como CMEC — Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, CONTUR — Contrato de uso das redes, RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Média e Alta Tensão, comercializador de último recurso, produtores em regime especial, bem como de outras nos termos da versão revista do regulamento que se republica em anexo.

5.º São revogados os artigos 11.º, 18.º, 39.º, 50.º, 63.º, 149.º, 167.º, 237.º, 238.º, 239.º, 240.º, 241.º do Regulamento de Relações Comerciais.

6.º O Regulamento de Relações Comerciais, em função das alterações referidas nos números anteriores, é reorganizado, sistematizado e os seus artigos são reenumerados em conformidade, nos termos do texto do seu articulado que se republica integralmente no Anexo I do presente despacho.

7.º Os artigos 1.º, 2.º, 3.º, 14.º, 15.º, 25.º, 26.º, 51.º, 52.º, 71.º, 72.º, 73.º, 74.º, 75.º, 76.º, 78.º, 79.º, 82.º, 83.º, 85.º, 87.º, 88.º, 89.º, 90.º, 91.º, 92.º, 93.º, 94.º, 95.º, 96.º, 109.º, 116.º, 124.º, 127.º, 129.º, 135.º, 139.º, 143.º, 147.º, 148.º, 149.º, 150.º, 151.º, 153.º, 157.º, 158.º, 161.º, 162.º, 165.º, 166.º, 176.º, 177.º, 179.º e 200.º do Regulamento Tarifário passam a ter a redacção nos termos da republicação deste regulamento no Anexo II deste despacho.

8.º São aditados ao Regulamento Tarifário os seguintes artigos, identificados pelas respectivas epígrafes, «Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência», «Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso», «Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007», «Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007».

9.º Os novos artigos são inseridos no Regulamento Tarifário de acordo com a nova reorganização, sistematização e renumeração.

10.º São utilizadas no Regulamento Tarifário novas siglas, expressões e definições subjacentes, tais como comercializador de último recurso e RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Média e Alta Tensão, bem como de outras nos termos da versão revista do regulamento que se republica em anexo.

11.º São revogados os artigos 121.º, 122.º, 123.º, 126.º, 138.º, 142.º, 146.º, 194.º, 195.º e 196.º do Regulamento Tarifário.

12.º O Regulamento Tarifário, em função das alterações referidas nos números anteriores, é reorganizado, sistematizado e os seus artigos são reenumerados em conformidade, nos termos do texto do seu articulado que se republica integralmente no Anexo II do presente despacho.

13.º Os artigos 1.º, 2.º, 3.º, 5.º, 7.º, 15.º, 16.º, 17.º, 20.º, 21.º, 22.º, 23.º, 24.º, 25.º, 26.º, 27.º, 32.º, 33.º, 34.º, 35.º, 36.º, 37.º, 46.º e 48.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações passam a ter a redacção, nos termos da republicação deste regulamento no Anexo III deste despacho.

14.º São aditados ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações os artigos identificados pelas epígrafes «Produtores em regime ordinário», «Informação a prestar para efeitos de acesso às redes», «Informação a prestar para efeitos de acesso às interligações», «Disposições gerais (Capítulo — Capacidade e Gestão das interligações)», «Gestão das interligações», «Leilões explícitos de capacidade», «Separação de mercados», «Redução da capacidade comercial de interligação», «Receitas das rendas de congestionamento e custos de redespacho», «Manual de Procedimentos de Gestão Conjunta da Interligação Portugal -Espanha», «Aplicação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira».

15.º Os novos artigos são inseridos no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações de acordo com a nova reorganização, sistematização e renumeração.

16.º São utilizados no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações novas siglas, expressões e definições subjacentes, tais

como comercializador de último recurso, RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade de Média e Alta Tensão, CONTUR — Contrato de Uso das Redes, bem como de outras nos termos da versão revista do regulamento que se republica em anexo.

17.º São revogados os artigos 9.º, 10.º, 11.º, 12.º, 13.º, 18.º e 19.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

18.º O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, em função das alterações referidas, é reorganizado, sistematizado e os seus artigos são reenumerados em conformidade, nos termos do texto do seu articulado que se republica integralmente no Anexo III do presente despacho.

19.º O Anexo I, o Anexo II e o Anexo III, que respectivamente procedem à republicação integral dos textos dos novos articulados do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento Tarifário e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, fazem parte integrante do presente despacho.

20.º Em caso de divergência, os textos dos regulamentos ora publicados nos anexos referidos nos números anteriores prevalecem, para efeitos de interpretação e aplicação, sobre os textos anteriores.

21.º É aprovado o Regulamento de Operação das Redes, que constitui o Anexo IV deste despacho e que dele fica a fazer parte integrante.

22.º São aprovados o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, o Manual de Procedimentos do Agente Comercial, o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, para entrarem em vigor a partir de 1 de Julho de 2007.

23.º A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), tem a obrigação de publicitar e colocar na sua página da internet os referidos manuais.

24.º Os referidos manuais são igualmente publicitados e colocados na página da ERSE na internet.

25.º São aprovados, no âmbito do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, os seguintes Avisos que, igualmente, entram em vigor a partir de 1 de Julho de 2007:

- a) Aviso n.º 1/2007 — Fluxos de Informação com o Operador de Mercado Diário e Intradiário;
- b) Aviso n.º 2/2007 — Fluxos de Informação entre os Agentes de Mercado e o Acerto de Contas;
- c) Aviso n.º 3/2007 — Minutas de Declaração dos Agentes de Mercado ao Acerto de Contas;
- d) Aviso n.º 4/2007 — Sistema de Comunicação para Trocas de Informação entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado;
- e) Aviso n.º 5/2007 — Fluxos de Informação com a Entidade Gestora dos Leilões de Capacidade Virtual de Produção;
- f) Aviso n.º 6/2007 — Espécies de Garantias a prestar directamente pelos Agentes de Mercado.

26.º Os avisos referidos no número anterior são publicitados na página da ERSE na Internet, bem como na página do respectivo operador na internet.

27.º Os documentos referentes à discussão dos comentários à consulta pública da ERSE, relativa aos regulamentos previstos no presente despacho, são publicitados e colocados na página da ERSE na internet, ficando a constituir, para todos os efeitos legais, parte integrante da justificação preambular deste despacho.

28.º As alterações e aprovação dos regulamentos, bem como dos manuais dos procedimentos e respectivos avisos, nos termos referidos no presente despacho, entram em vigor a partir do dia 1 de Julho de 2007, sem prejuízo do estabelecido no número seguinte.

29.º A vigência das disposições introduzidas no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário associadas às matérias objecto do Decreto-Lei n.º 392/2007, está relacionada com a vigência da aplicação deste diploma.

30.º Considerando o n.º 4 do Despacho n.º 4 591/2007, de 13 de Março, que aprovou o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, até 1 de Outubro de 2007, o cálculo do consumo a atribuir ao comercializador de último recurso é determinado pela diferença entre o total da energia eléctrica entrada na rede, subtraída quer de toda a produção em regime especial, quer da soma das energias eléctricas atribuídas aos comercializadores em regime de mercado, ajustadas para o referencial de produção utilizando os factores de perdas por períodos horários publicados pela ERSE.

29 de Junho de 2007. — O Conselho de Administração: *Vitor Santos — Maria Margarida de Lucena Corrêa de Aguiar — José Braz.*

ANEXO I

Regulamento de Relações Comerciais

PARTE I

Princípios e disposições gerais

CAPÍTULO I

Princípios e disposições gerais

Artigo 1.º

Objecto

1 — O presente regulamento, editado ao abrigo do n.º 3 do artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto e da alínea *a*) do artigo 10.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, tem por objecto estabelecer as disposições relativas às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 — O presente regulamento, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 2.º e do capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabelece igualmente as disposições relativas ao funcionamento das relações comerciais nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como, no âmbito da convergência estabelecida no referido diploma, o funcionamento das relações comerciais entre aqueles sistemas eléctricos e o sistema eléctrico de Portugal continental.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:

1 — Em Portugal continental:

- a*) Os consumidores ou clientes.
- b*) Os comercializadores.
- c*) Os comercializadores de último recurso.
- d*) O operador logístico de mudança de comercializador.
- e*) Os operadores das redes de distribuição em BT.
- f*) O operador das redes de distribuição em MT e AT.
- g*) O operador da rede de transporte.
- h*) O Agente Comercial.
- i*) Os produtores em regime ordinário.
- j*) Os produtores em regime especial.
- k*) As entidades abastecidas por co-geradores.
- l*) Os operadores de mercados.

2 — Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão ainda abrangidos:

- a*) Os clientes vinculados.
- b*) A concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA).
- c*) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM).
- d*) Os produtores vinculados.
- e*) Os produtores não vinculados.
- f*) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

3 — Estão abrangidas pelo presente regulamento as seguintes matérias:

- a*) Identificação dos sujeitos intervenientes no sector eléctrico e respectivas actividades e funções.
- b*) Regras de relacionamento comercial aplicáveis aos operadores das redes, comercializadores e comercializadores de último recurso.
- c*) Condições comerciais de ligações às redes.
- d*) Regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo de energia eléctrica.
- e*) Escolha de comercializador, modalidades de contratação e funcionamento dos mercados de energia eléctrica.
- f*) Regras de relacionamento comercial dos comercializadores e comercializadores de último recurso com os respectivos clientes.
- g*) Convergência tarifária com as Regiões Autónomas.
- h*) Garantias administrativas e resolução de conflitos.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 — No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a*) AT — Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- b*) BT — Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- c*) BTE — Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:
  - i*) Portugal continental — superior a 41,4 kW.
  - ii*) RAA — igual ou superior a 20,7 kW e seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
  - iii*) RAM — superior a 62,1 kW.
- d*) BTN — Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas:
  - i*) Portugal continental — inferior ou igual a 41,4 kVA.
  - ii*) RAA — inferior ou igual a 215 kVA e não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
  - iii*) RAM — inferior ou igual a 62,1 kVA.
- e*) CAE — contrato de aquisição de energia eléctrica.
- f*) CMEC — custos para a manutenção do equilíbrio contratual

- g) CMVM — Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.
- h) CONTUR — Contrato de uso das redes.
- i) DGEG — Direcção Geral de Energia e Geologia.
- j) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- k) MAT — Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- l) MIBEL — Mercado Ibérico de Electricidade.
- m) MT — Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- n) RAA — Região Autónoma dos Açores.
- o) RAM — Região Autónoma da Madeira.
- p) RARI — Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- q) RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.
- r) RNT — Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- s) RQS — Regulamento da Qualidade de Serviço.
- t) RT — Regulamento Tarifário.
- u) SEN — Sistema Eléctrico Nacional.

2 — Para efeitos do presente regulamento, entende-se por:

- a) Agente de mercado — entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.
- b) Ajustamento para perdas — mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- c) Co-gerador — entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretende exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.
- d) Contagem bi-horária — medição da energia eléctrica consumida, sendo feita a distinção entre o consumo nas horas de vazio e nas horas fora de vazio.
- e) Contrato de uso das redes — contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).
- f) Deslastre de carga — interrupção da alimentação de alguns consumos de energia eléctrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência.
- g) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização.
- h) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica.
- i) Fornecedor — entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co gerador, comercializador ou comercializador de último recurso.
- j) Instalação eventual — instalação estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.
- k) Instalação provisória — instalação destinada a ser usada por tempo limitado, no fim do qual é desmontada, deslocada ou substituída por outra definitiva.
- l) Interligação — ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.
- m) Interruptibilidade — regime de contratação de energia eléctrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico.
- n) Ponto de entrega — ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.
- o) Período horário — intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.
- p) Produtor em regime especial — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, co geração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.
- q) Recepção de energia eléctrica — entrada física de energia eléctrica.
- r) Serviços de sistema — serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.
- s) Transporte — veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.
- t) Uso das redes — utilização das redes e instalações nos termos do RARI.

3 — Para efeitos do presente regulamento e para Portugal continental utilizam-se as seguintes expressões para designar os comercializadores de último recurso:

- a) Comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, nos termos do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.
- b) Comercializador de último recurso, quando comercializa energia eléctrica em todos os níveis de tensão.
- c) Comercializadores de último recurso, para referir simultaneamente as entidades consideradas nas alíneas a) e b).

#### Artigo 4.º

##### Prazos

1 — Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 — Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos gerais previstos no Código Civil.

3 — Os prazos de natureza administrativa fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

#### Artigo 5.º

##### Princípios gerais de relacionamento comercial

O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEN, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados, quando aplicáveis, os seguintes princípios gerais:

- a) Garantia de oferta de energia eléctrica em termos adequados às necessidades dos consumidores.
- b) Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram os sistemas eléctricos públicos.
- c) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- d) Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.
- e) Imparcialidade nas decisões.

- f) Liberdade de escolha do comercializador de energia eléctrica.
- g) Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.
- h) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.
- i) Racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo.

## CAPÍTULO II

### Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial

#### SECÇÃO I

#### Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental

##### Artigo 6.º

##### Consumidores ou clientes

- 1 — Consumidor ou cliente é a pessoa singular ou colectiva que compra energia eléctrica para consumo próprio.
- 2 — Para efeitos do presente regulamento, considera-se que os conceitos de cliente e de consumidor são utilizados como tendo o mesmo significado.
- 3 — Os clientes podem ser abastecidos de energia eléctrica em MAT, AT, MT e BT.
- 4 — O cliente é considerado doméstico ou não doméstico consoante a energia eléctrica se destine, respectivamente, ao consumo privado no seu agregado familiar ou a uma actividade profissional ou comercial, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de Julho, relativamente ao conceito de consumidor.

##### Artigo 7.º

##### Comercializadores

- 1 — Os comercializadores são entidades titulares de licença de comercialização ou de registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.
- 2 — O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, nos termos do RARI.

##### Artigo 8.º

##### Comercializadores de último recurso

- 1 — Os comercializadores de último recurso são as entidades titulares de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade estão sujeitos à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica, garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.
- 2 — A licença prevista no número anterior é atribuída à sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades, constituída pela EDP Distribuição — Energia, S. A., bem como às demais entidades concessionárias de distribuição de energia eléctrica em BT, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, dentro das suas áreas de concessão e enquanto durar o correspondente contrato.

##### Artigo 9.º

##### Operador logístico de mudança de comercializador

- 1 — O operador logístico de mudança de comercializador é a entidade responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador, cabendo-lhe, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medição e a sua leitura, local ou remota, nos termos da legislação aplicável.
- 2 — Até à data de entrada em funcionamento do operador logístico de mudança de comercializador, nos termos de legislação específica, as atribuições referidas no número anterior são desenvolvidas pelas seguintes entidades:
  - a) A gestão do processo de mudança de comercializador é desenvolvida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.
  - b) As actividades de gestão e leitura dos equipamentos de medição são desenvolvidas pelos operadores das redes, relativamente aos equipamentos de medição das instalações ligadas às suas redes.

##### Artigo 10.º

##### Operadores das redes de distribuição

- 1 — Os operadores das redes de distribuição são entidades concessionárias da RND ou de redes em BT, autorizados a exercer a actividade de distribuição de energia eléctrica.
- 2 — Os operadores das redes de distribuição desenvolvem actividades de Distribuição de Energia Eléctrica, Comercialização de Redes e Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, nos termos previstos no Capítulo IV deste regulamento.

##### Artigo 11.º

##### Operador da rede de transporte

- 1 — O operador da rede de transporte é a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), nos termos do respectivo contrato de concessão.
- 2 — O operador da rede de transporte desempenha as actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema, na qual se incluem as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, definidas nos termos do Capítulo III deste regulamento.

##### Artigo 12.º

##### Agente comercial

- 1 — O Agente Comercial é responsável pela compra e venda de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE), nos termos previstos no Capítulo VI deste regulamento.
- 2 — A actividade de Agente Comercial é exercida pela entidade concessionária da RNT, ou por outra entidade juridicamente separada, nas condições legalmente previstas para o efeito.

## Artigo 13.º

**Produtores em regime ordinário**

São produtores em regime ordinário as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de Agosto.

## Artigo 14.º

**Produtores em regime especial**

São produtores em regime especial as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída ao abrigo de regimes jurídicos especiais, nos termos referidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

## Artigo 15.º

**Operadores de mercado**

- 1 — Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo e pela concretização de actividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação.
- 2 — As funções dos operadores de mercado são as previstas no Capítulo XII deste regulamento.

## SECÇÃO II

**Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

## Artigo 16.º

**Clientes vinculados**

- 1 — O cliente vinculado é a pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, consoante o caso, compra energia eléctrica para consumo próprio, devendo ser considerado o disposto no artigo 6.º
- 2 — Os clientes vinculados nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem ser abastecidos em AT, MT ou BT.

## Artigo 17.º

**Concessionária do transporte e distribuição da RAA**

A concessionária do transporte e distribuição é a entidade a quem cabe, em regime exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional dos Açores, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago dos Açores, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XIII deste regulamento.

## Artigo 18.º

**Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

A concessionária do transporte e distribuidor vinculado é a entidade a quem cabe, em regime 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 a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XIII deste regulamento.

## Artigo 19.º

**Produtores vinculados**

- 1 — O produtor vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.
- 2 — O produtor vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de um contrato de vinculação com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado, comprometendo-se a abastecer o sistema eléctrico público em exclusivo.

## Artigo 20.º

**Produtores não vinculados**

- 1 — O produtor não vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.
- 2 — O produtor não vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, através da qual é autorizado o exercício da actividade de produção de energia eléctrica.
- 3 — Na RAA os produtores que utilizam como energia primária os recursos endógenos ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e os co-geradores são também considerados produtores não vinculados.

## PARTE II

**Relacionamento comercial em Portugal Continental**

## CAPÍTULO III

**Operador da rede de transporte**

## SECÇÃO I

**Disposições gerais**

## Artigo 21.º

**Actividades do operador da rede de transporte**

- 1 — No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte deve individualizar as seguintes actividades:
- a) Transporte de Energia Eléctrica.

b) Gestão Global do Sistema.

2 — O operador da rede de transporte, para assegurar o desempenho da actividade de Gestão Global do Sistema, deve individualizar as seguintes funções:

- a) Gestor de Sistema.
- b) Acerto de Contas.

3 — A separação das actividades referidas no n.º 1 e das funções referidas no n.º 2 deve ser realizada em termos contabilísticos e organizativos.

4 — O exercício pelo operador da rede de transporte das actividades estabelecidas no n.º 1 está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

- a) Salvaguarda do interesse público.
- b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- c) Não discriminação.
- d) Concretização dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta do Sistema Eléctrico Nacional e da interligação com outros sistemas eléctricos.
- e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

#### Artigo 22.º

##### **Independência no exercício das funções do operador da rede de transporte**

1 — Tendo em vista a plena realização do princípio da independência no exercício das suas funções, o operador da rede de transporte deve observar, sem prejuízo de outros que lhe sejam aplicáveis, os seguintes princípios:

- a) Os responsáveis pelas funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas devem dispor de independência relativamente ao exercício das suas competências funcionais, no que se refere às relações entre eles, bem como com o Agente Comercial.
- b) O operador da rede de transporte deve elaborar Códigos de Conduta para os responsáveis pelas funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, os quais devem enunciar as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução daquele objectivo.

2 — Os Códigos de Conduta referidos na alínea b) do número anterior devem estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os produtores, o operador da rede de distribuição em MT e AT, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes, com observância do disposto na Base V do Anexo II do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, relativamente à utilidade pública das suas actividades.

3 — No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o operador da rede de transporte deve publicar, designadamente na sua página na Internet, os Códigos de Conduta referidos na alínea b) do n.º 1 e enviar um exemplar à ERSE.

4 — Os responsáveis pela observância dos Códigos de Conduta, previstos na alínea b) do n.º 1, devem enviar anualmente à ERSE, até 31 de Março, um relatório com a descrição das medidas adoptadas o qual deve ser publicado, designadamente na página da Internet do operador da rede de transporte.

#### Artigo 23.º

##### **Informação**

1 — O operador da rede de transporte, no desempenho das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, deve assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

- a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do artigo 21.º e no artigo 22.º
- b) Justificar perante as entidades com as quais se relaciona as decisões tomadas.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte deverá submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, que pretenda considerar de natureza confidencial.

3 — O operador da rede de transporte deve tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 — O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

- a) O operador da rede de transporte e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE, no âmbito das respectivas competências específicas.
- b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.
- c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

#### Artigo 24.º

##### **Auditoria**

1 — A verificação e o acompanhamento da prossecução dos princípios gerais consagrados no n.º 4 do artigo 21.º são assegurados através de mecanismos de auditoria.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte, no desempenho das funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas, deve proceder à realização de auditorias internas ao seu funcionamento, com uma periodicidade anual.

3 — Os resultados das auditorias referidas no número anterior devem ser enviados à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que dizem respeito.

4 — O disposto no n.º 2 não prejudica a possibilidade da ERSE solicitar ao operador da rede de transporte a realização de auditorias externas por entidades independentes.



## SECÇÃO II

**Transporte de energia eléctrica**

## Artigo 25.º

**Transporte de Energia Eléctrica**

1 — A actividade de Transporte de Energia Eléctrica deve assegurar a operação da rede de transporte de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 — No âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, compete ao operador da rede de transporte:

- a) Planear e promover o desenvolvimento da rede de transporte e interligação, de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de segurança que lhe sejam aplicáveis.
- b) Assegurar, a longo prazo, a capacidade necessária à segurança de abastecimento e a pedidos de acesso à rede de transporte, por parte dos utilizadores das redes, nos termos do disposto no RARI.
- c) Proceder à manutenção da rede de transporte e interligação.
- d) Receber a energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados directamente à rede de transporte.
- e) Receber energia eléctrica das redes com as quais a rede de transporte estiver ligada.
- f) Coordenar o funcionamento da rede de transporte e interligação por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- g) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis, nos termos do RQS.
- h) Proceder à entrega de energia eléctrica através das interligações em MAT.
- i) Proceder à entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às instalações consumidoras ligadas à rede de transporte.
- j) Coordenar o funcionamento das instalações da rede de transporte com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações do operador da rede de distribuição em MT e AT, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar, indicando as características ou parâmetros essenciais para o efeito.
- k) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 — No âmbito da operação da rede de transporte, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

4 — Não é permitido ao operador da RNT adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

## Artigo 26.º

**Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica**

Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição e a clientes ligados directamente à RNT, bem como às interrupções de recepção de energia eléctrica de centros electroprodutores, aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto na Secção IV do Capítulo IV do presente regulamento e as demais disposições legais aplicáveis.

## SECÇÃO III

**Gestão Global do Sistema**

## Artigo 27.º

**Gestão Global do Sistema**

A actividade de Gestão Global do Sistema compreende as funções Gestor de Sistema e Acerto de Contas.

## SUBSECÇÃO II

**Gestor de Sistema**

## Artigo 28.º

**Atribuições do Gestor de Sistema**

1 — O Gestor de Sistema é a função da actividade de Gestão Global do Sistema que assegura a coordenação do funcionamento das instalações do SEN e das instalações ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, as seguintes atribuições:

- a) Coordenação do funcionamento da rede de transporte, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a clientes ligados directamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade de serviço estabelecidos.
- b) Verificação técnica da operação do sistema eléctrico, após recebidas as informações do Acerto de Contas, relativas aos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado.
- c) Coordenação das indisponibilidades da rede de transporte.
- d) Gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade disponível para fins comerciais e resolução de congestionamentos, nos termos do disposto no RARI.
- e) Gestão dos serviços de sistema necessários ao balanço e operação em segurança do sistema eléctrico.
- f) Identificação das necessidades de serviços de sistema.
- g) Gestão de contratos com os agentes que fornecem serviços de sistema.
- h) Gestão do mecanismo de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor.

2 — No cumprimento das atribuições referidas no número anterior, o operador da rede de transporte deve observar o estabelecido no Regulamento de Operação das Redes.

## Artigo 29.º

**Serviços de sistema**

1 — O Gestor de Sistema deve assegurar a disponibilização dos serviços de sistema necessários para que o fornecimento de energia eléctrica se faça de acordo com os padrões de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço em vigor.

2 — As necessidades de serviços de sistema são identificadas pelo Gestor de Sistema, nos termos previstos no Regulamento de Operação das Redes e por ele publicitadas após aprovação pela ERSE.

3 — A contratação de serviços de sistema é efectuada de acordo com regras objectivas, transparentes e não discriminatórias que promovam a eficiência económica tendo em conta a evolução dos mercados organizados, devendo os eventuais ganhos comerciais obtidos com gestão de serviços de sistema ser considerados na actividade de Gestão Global de Sistema, nos termos definidos no RT.

#### Artigo 30.º

##### **Participação da procura na prestação de serviços de sistema**

1 — Os clientes do SEN podem participar na gestão do sistema através da prestação dos serviços de sistema identificados no Regulamento de Operação das Redes, designadamente contratos de interruptibilidade.

2 — A valorização económica da prestação de serviços de sistema pelos clientes resulta da aplicação de mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica.

3 — As regras a observar na contratação de serviços de sistema são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 — As regras previstas no número anterior incluem, entre outras, as seguintes matérias:

- a) Critérios de elegibilidade dos clientes que podem prestar os diferentes serviços de sistema.
- b) Critérios a observar na contratação da prestação de serviços de sistema.

5 — O regime de contratação de serviços de sistema a aprovar pela ERSE nos termos do presente artigo aplica-se após a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados.

#### Artigo 31.º

##### **Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência**

1 — Com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de electricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores é estabelecido um mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário.

2 — A valorização económica da garantia de potência será efectuada nos termos dispostos na legislação aplicável.

### SUBSECÇÃO III

#### **Acerto de Contas**

#### Artigo 32.º

##### **Atribuições do Acerto de Contas**

1 — O Acerto de Contas é a função da actividade de Gestão Global do Sistema que assegura a recepção da informação dos agentes de mercado sobre a quantificação física dos contratos bilaterais estabelecidos e das quantidades físicas contratadas por cada membro participante nos mercados organizados.

2 — O Acerto de Contas assegura igualmente a recolha e processamento dos dados necessários, procedendo à liquidação de desvios à programação de todos os agentes de mercado que transaccionem energia eléctrica através de contratação bilateral ou nos mercados organizados.

3 — O Acerto de Contas deve igualmente assegurar a recepção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos na Secção IV do Capítulo XII do presente regulamento.

4 — Constitui atribuição do Acerto de Contas a divulgação pública, de forma célere e não discriminatória, da informação prevista no número anterior.

5 — O exercício da função de Acerto de Contas deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas previsto no artigo seguinte.

#### Artigo 33.º

##### **Manual de Procedimentos do Acerto de Contas**

1 — O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas estabelece as regras relativas, designadamente, às seguintes matérias:

- a) Condições para a adesão ao Sistema de Acerto de Contas.
- b) Formato e conteúdo da informação a receber pelo Acerto de Contas relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados.
- c) Formato e conteúdo das comunicações de concretização de contratos bilaterais.
- d) Liquidação de desvios.
- e) Determinação das aquisições dos agentes de mercado.
- f) Relacionamento entre a função Acerto de Contas e os operadores de mercado.
- g) Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas.
- h) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes de mercado que celebram contratos bilaterais.
- i) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.
- j) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas aos agentes de mercado, ao Agente Comercial e ao Gestor de Sistema.
- k) Informação a receber pelo Acerto de Contas dos agentes de mercado, do Agente Comercial e do Gestor de Sistema.
- l) Informação a tornar pública pelo Acerto de Contas a respeito de factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços.
- m) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.
- n) Descrição funcional dos programas informáticos utilizados.
- o) Descrição do sistema de acerto de contas.
- p) Matérias sujeitas a definição em Avisos a publicar pelo Acerto de Contas, nos termos do n.º 2.

2 — O Acerto de Contas poderá proceder à publicação de Avisos de concretização das matérias que entenda constituírem detalhe operacional, desde que essas matérias sejam objecto de identificação no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas e os Avisos em causa sejam previamente aprovados pela ERSE.

3 — Os Avisos previstos nos números anteriores, ainda que publicados autonomamente, consideram-se parte integrante do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

4 — O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 — A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta do operador da rede de transporte, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

6 — O operador da rede de transporte deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas a qualquer entidade, designadamente na sua página na Internet.

#### Artigo 34.º

##### Sistemas informáticos e de comunicação do Acerto de Contas

1 — O operador da rede de transporte deve manter operacionais os sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Acerto de Contas.  
2 — O operador da rede de transporte deve impedir qualquer transmissão de informação entre a função Acerto de Contas, a função Gestor de Sistema e o Agente Comercial, salvo nos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de adequados critérios de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Acerto de Contas.

3 — O operador da rede de transporte deve dar conhecimento à ERSE de qualquer ligação do exterior com os sistemas previstos no número anterior.

4 — A proposta de Manual de Procedimentos do Acerto de Contas a apresentar à ERSE pelo operador da rede de transporte deve contemplar soluções que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

### SECÇÃO IV

#### Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT

#### Artigo 35.º

##### Facturação das entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 — O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT as tarifas de uso da rede de transporte nos termos definidos nas alíneas seguintes:

*a)* A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em MAT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos na alínea *h)* do artigo 123.º

*b)* A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em AT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas *b)*, *c)*, *e)* e *f)*, esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do artigo 123.º

*c)* A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte em MAT e AT será efectuada de acordo com as regras a aprovar pela ERSE, na sequência de propostas técnica e economicamente justificadas a apresentar conjuntamente pela entidade concessionária da RNT e pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, no prazo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

2 — O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT a tarifa de Uso Global do Sistema, considerando as quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas *b)*, *c)*, *e)*, *h)* e *f)*, esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do artigo 123.º

#### Artigo 36.º

##### Modo e prazo de pagamento

1 — O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT são objecto de acordo entre as partes.

2 — O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.

#### Artigo 37.º

##### Mora

1 — O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

2 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 — O atraso de pagamento da factura pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos previstos no artigo seguinte.

### CAPÍTULO IV

#### Operadores das Redes de Distribuição

#### SECÇÃO I

##### Disposições gerais

#### Artigo 38.º

##### Actividades dos operadores das redes de distribuição

1 — Sem prejuízo do disposto no n.º 3, os operadores das redes de distribuição asseguram o desempenho das suas atribuições de forma transparente e não discriminatória, separando as seguintes actividades:

- a)* Distribuição de Energia Eléctrica.
- b)* Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- c)* Comercialização de Redes.

2 — A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 — Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos da separação de actividades estabelecida nos números anteriores.

4 — O exercício pelos operadores das redes de distribuição das suas actividades está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

- a)* Salvaguarda do interesse público.
- b)* Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- c)* Não discriminação.
- d)* Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

## Artigo 39.º

**Independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição**

1 — Tendo em vista garantir a separação das actividades previstas no artigo anterior, os responsáveis pelas actividades devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no exercício das suas actividades, o qual deve enunciar as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução daquele objectivo.

3 — O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores das redes de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

4 — No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, os operadores das redes de distribuição devem publicar, designadamente na sua página na Internet, o Código de Conduta referido no n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.

5 — O operador da rede de distribuição deverá recorrer a um auditor externo independente, com reconhecida experiência, para verificação do cumprimento do Código de Conduta e da eficácia dos procedimentos e sistemas implantados com a finalidade de assegurar a independência e imparcialidade da sua actuação face aos restantes agentes.

6 — No prazo de 120 dias após a entrada em vigor do presente regulamento, o operador da rede, deverá enviar à ERSE, para aprovação, os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias.

7 — O operador da rede de distribuição deve enviar anualmente à ERSE, até 31 de Março, os seguintes documentos:

a) Um relatório com a descrição das medidas adoptadas para dar cumprimento ao Código de Conduta, o qual deve ser publicado designadamente na sua página na Internet.

b) O relatório da auditoria referida no n.º 5.

8 — Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento das obrigações previstas no presente artigo.

## Artigo 40.º

**Informação**

1 — Os operadores das redes de distribuição, no desempenho das suas actividades, devem assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do artigo 38.º e no artigo 39.º

b) Justificar perante as entidades com as quais se relacionam as decisões tomadas, sempre que solicitado.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores da rede de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretendam considerar de natureza confidencial.

3 — Os operadores da rede de distribuição devem tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 — O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

a) O operador da rede de distribuição e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE.

b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.

c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

5 — Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no n.º 2.

## Artigo 41.º

**Auditoria**

1 — A verificação e o acompanhamento da prossecução dos princípios gerais consagrados no n.º 4 do artigo 38.º são assegurados através de mecanismos de auditoria.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores da rede de distribuição, no desempenho das suas actividades, devem proceder anualmente à realização de auditorias internas ao seu funcionamento.

3 — Os resultados das auditorias referidas no número anterior devem ser enviados à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que dizem respeito.

4 — Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, detentores de licença de distribuição vinculada em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto nos números anteriores.

5 — O disposto no n.º 2 não prejudica a possibilidade da ERSE solicitar aos operadores da rede de distribuição a realização de auditorias externas por entidades independentes.

## SECÇÃO II

**Actividades dos operadores das redes de distribuição**

## Artigo 42.º

**Distribuição de Energia Eléctrica**

1 — A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve assegurar a operação das redes de distribuição de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 — No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, compete aos operadores das redes de distribuição:

a) Planear e promover o desenvolvimento das redes de distribuição que operam de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

- b) Proceder à manutenção das redes de distribuição.
- c) Garantir a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, nas condições previstas no RARI.
- d) Coordenar o funcionamento das redes de distribuição por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- e) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do RQS.
- f) Coordenar o funcionamento das instalações das redes de distribuição com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações de outros operadores das redes de distribuição, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar.
- g) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 — No âmbito da operação das redes de distribuição, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

4 — Não é permitido ao operador da RND adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

5 — Os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica são recuperados através da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

6 — A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de distribuição será efectuada de acordo com as regras a aprovar pela ERSE, na sequência de propostas técnica e economicamente justificadas a apresentar pelos operadores das redes de distribuição, no prazo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

#### Artigo 43.º

### Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 — A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à compra ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à venda destes serviços aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado.

2 — Os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, convertidas para o nível de tensão de entrega, às quantidades medidas nos pontos de medição relativos a clientes finais.

#### Artigo 44.º

### Comercialização de Redes

1 — A actividade de Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica incluindo, nomeadamente, a comercialização das ligações às redes, a contratação, a leitura, a facturação, a cobrança dos serviços associados ao uso das redes de distribuição e a gestão do processo de mudança de comercializador, considerando nesta última função o disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 9.º

2 — Os proveitos da actividade de Comercialização de Redes são recuperados através da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

## SECÇÃO III

### Relacionamento comercial entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

#### Artigo 45.º

#### Facturação das entregas aos operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

1 — A facturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT inclui as seguintes parcelas:

a) Parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.

b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT, no caso deste ter optado por adquirir a energia eléctrica necessária para a satisfação dos consumos dos seus clientes nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, nos termos da alínea b) do n.º 9 do artigo 60.º

2 — A parcela referida na alínea a) do número anterior resulta da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em AT, Uso da Rede de Distribuição em AT e Uso da Rede de Distribuição em MT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

3 — A parcela referida na alínea b) do n.º 1 resulta da diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Vendas a Clientes Finais em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT e a facturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes em BT e Comercialização em BT às mesmas quantidades.

4 — Os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT devem prestar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, nos termos e prazos a acordar entre as partes, a informação necessária para proceder à facturação prevista no n.º 1.

5 — Por acordo entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT, a facturação das tarifas de acesso relativas a entregas a clientes em BT de comercializadores ou de clientes que sejam agentes de mercado pode ser efectuada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

6 — No caso do operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, enquanto comercializador de último recurso, adquirir a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes ao comercializador de último recurso nos termos da alínea a) do n.º 9 do artigo 60.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas no artigo 65.º

#### Artigo 46.º

### Modo e prazo de pagamento

1 — O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT são objecto de acordo entre as partes.

2 — O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 26 dias a contar da data de apresentação da factura.

## Artigo 47.º

**Mora**

1 — O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito, constitui os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT em mora.

2 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 — O atraso de pagamento da factura pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos previstos no artigo seguinte.

## SECÇÃO IV

**Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica**

## Artigo 48.º

**Motivos de interrupção**

1 — O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões:

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

2 — Os operadores das redes podem interromper a recepção da energia eléctrica produzida por produtores que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

## Artigo 49.º

**Interrupções por casos fortuitos ou de força maior**

Para efeitos da presente Secção, consideram-se interrupções por casos fortuitos ou de força maior as decorrentes das situações enunciadas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

## Artigo 50.º

**Interrupções por razões de interesse público**

1 — Consideram-se interrupções por razões de interesse público, nomeadamente, as que decorram de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, sendo que, neste último caso, o restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica fica sujeito a autorização prévia dessa entidade.

2 — Na ocorrência do disposto no número anterior, os operadores das redes devem avisar as entidades que possam vir a ser afectadas pela interrupção, por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas.

3 — A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

## Artigo 51.º

**Interrupções por razões de serviço**

1 — Consideram-se interrupções por razões de serviço as que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.

2 — As interrupções por razões de serviço só podem ter lugar quando esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa a partir de instalações existentes.

3 — O número máximo de interrupções por razões de serviço é de cinco por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

4 — Os operadores das redes têm o dever de minimizar o impacte das interrupções junto dos clientes, adoptando, para o efeito, nomeadamente os seguintes procedimentos:

- a) Pôr em prática procedimentos e métodos de trabalho que, sem pôr em risco a segurança de pessoas e bens, minimizem a duração da interrupção.
- b) Acordar com os clientes a afectar a ocasião da interrupção, sempre que a razão desta e o número de clientes a afectar o possibilite.
- c) Comunicar a interrupção às entidades que possam vir a ser afectadas, por aviso individual, ou por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou ainda por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas, devendo, ainda, o meio de comunicação ter em conta a natureza das instalações consumidoras.

5 — Caso não seja possível o acordo previsto na alínea b) do número anterior, as interrupções devem ter lugar, preferencialmente, ao Domingo, entre as cinco e as quinze horas.

6 — As situações de excepção, que não permitam o cumprimento do disposto nos números anteriores, devem ser comunicadas à ERSE e, sempre que possível, antes da sua ocorrência.

7 — A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

## Artigo 52.º

**Interrupções por razões de segurança**

1 — O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido quando a sua continuação possa pôr em causa a segurança de pessoas e bens, considerando-se, nomeadamente, os deslastes de cargas, automáticos ou manuais, efectuados para garantir a segurança ou estabilidade do sistema eléctrico.

2 — Por solicitação das entidades afectadas, os operadores das redes devem apresentar justificação das medidas tomadas, incluindo, se aplicável, o plano de deslastre em vigor no momento da ocorrência.

## Artigo 53.º

**Interrupções por facto imputável aos operadores de outras redes**

1 — O operador da RNT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos distribuidores ligados à RNT que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RNT, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 — O operador da RND em MT e AT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos distribuidores em BT ligados à RND que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RND, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

## Artigo 54.º

**Interrupções por facto imputável ao cliente**

1 — O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelo operador de rede por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:

- a) Impossibilidade de acordar data para leitura extraordinária dos equipamentos de medição, nos termos referidos no artigo 148.º
- b) Impedimento de instalação de dispositivos de controlo da potência nas instalações de clientes em BTN, nos termos previstos no artigo 146.º
- c) Impedimento de acesso ao equipamento de medição.
- d) A instalação seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores da rede, de acordo com o disposto no RQS.
- e) Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade administrativa competente.
- f) Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e bens.
- g) Cedência de energia eléctrica a terceiros, quando não autorizada nos termos do artigo 175.º do presente regulamento.
- h) O cliente deixa de ser titular de um contrato de fornecimento ou, no caso de cliente que seja agente de mercado, de um contrato de uso das redes.
- i) Quando solicitado pelos comercializadores de último recurso, nas situações previstas no n.º 1 do artigo 200.º

2 — A interrupção do fornecimento nas condições previstas no número anterior, só pode ter lugar após pré-aviso, com uma antecedência mínima relativamente à data em que irá ocorrer, salvo no caso previsto na alínea f), caso em que deve ser imediata.

3 — Nos casos previstos nas alíneas a), b), c), e), g) e i) do n.º 1, a antecedência mínima é fixada em 8 dias.

4 — Nos casos previstos na alínea d) do n.º 1, a antecedência mínima deve ter em conta as perturbações causadas e as acções necessárias para as eliminar.

5 — A interrupção do fornecimento nas situações previstas na alínea h) do n.º 1 não pode ocorrer antes de decorridos os prazos definidos na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo X deste regulamento.

6 — Do pré-aviso referido no presente artigo devem constar o motivo da interrupção do fornecimento, os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção, as condições de restabelecimento, bem como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devidos por facto imputável ao cliente.

## Artigo 55.º

**Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento**

1 — Os comercializadores ou clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso dos comercializadores sobre os seus clientes.

2 — Os clientes em BT podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos estabelecidos no RQS para dar início à reparação de avarias na alimentação individual dos clientes, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.

3 — Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento são publicados anualmente pela ERSE.

4 — Para efeitos do disposto nos n.ºs 2 e 3, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

## CAPÍTULO V

**Comercializadores de último recurso e comercializadores**

## SECÇÃO I

**Disposições gerais**

## Artigo 56.º

**Comercialização de energia eléctrica**

1 — O exercício da actividade de comercialização de energia eléctrica consiste na compra e na venda de energia eléctrica, para comercialização a clientes ou outros agentes de mercado.

2 — A comercialização de energia eléctrica pode ser exercida pelos seguintes tipos de comercializadores:

- a) Comercializadores de último recurso.
- b) Comercializadores.

## Artigo 57.º

**Acesso e utilização das redes**

1 — O acesso às redes pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores obedece às condições definidas no RARI.

2 — O relacionamento comercial com os operadores das redes utilizadas pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores processa-se de acordo com o estabelecido nos contratos de uso das redes, celebrados nos termos previstos no RARI.

3 — Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, simultaneamente, concessionárias da RND em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no número anterior.

## SECÇÃO II

## Comercializadores de último recurso

## SUBSECÇÃO I

## Actividades dos comercializadores de último recurso

## Artigo 58.º

## Actividades dos comercializadores de último recurso

1 — Os comercializadores de último recurso asseguram o desempenho das seguintes actividades:

- a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.
- b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
- c) Comercialização.

2 — A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos comercializadores de último recurso corresponde à compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, bem como à venda de quantidades excedentárias, nos termos do disposto no artigo 60.º

3 — A actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição corresponde à transferência para os operadores das redes de distribuição dos valores relativos ao uso global do sistema, uso da rede de transporte, uso da rede de distribuição e comercialização de redes dos clientes do comercializador de último recurso.

4 — A actividade de Comercialização desempenhada pelos comercializadores de último recurso engloba a estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

## Artigo 59.º

## Independência no exercício das actividades do comercializador de último recurso

1 — A comercialização de energia eléctrica de último recurso deve ser separada juridicamente das restantes actividades do SEN, incluindo outras formas de comercialização, devendo ser exercida segundo critérios de independência.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve observar, nomeadamente os seguintes princípios:

- a) Os responsáveis pela administração e pela gestão do comercializador de último recurso não devem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras actividades do SEN.
- b) O comercializador de último recurso deve actuar de acordo com os princípios da independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos no exercício das suas funções.
- c) O comercializador de último recurso deve desenvolver, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial de que tenham tomado conhecimento no âmbito do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

3 — O comercializador de último recurso deve elaborar um Código de Conduta que assegure o cumprimento dos princípios estabelecidos no número anterior.

4 — O comercializador de último recurso deverá recorrer a um auditor externo independente, com reconhecida experiência, para verificação do cumprimento do Código de Conduta e da eficácia dos procedimentos e sistemas implantados com a finalidade de assegurar a independência e imparcialidade da sua actuação face aos restantes agentes.

5 — No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o comercializador de último recurso deve publicar, designadamente na sua página na Internet, o código de conduta previsto no n.º 3 e enviar um exemplar à ERSE, bem como submeter à aprovação da ERSE os critérios de selecção da entidade responsável pela realização das auditorias.

6 — O comercializador de último recurso deve enviar anualmente à ERSE, até 31 de Março, os seguintes documentos:

- a) Um relatório com a descrição das medidas adoptadas para dar cumprimento ao Código de Conduta, o qual deve ser publicado designadamente na sua página na Internet.
- b) O relatório da auditoria referida no n.º 4.

7 — Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT estão isentos das obrigações previstas no presente artigo.

## Artigo 60.º

## Compra e venda de energia eléctrica

1 — Os comercializadores de último recurso, no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, devem assegurar a compra de energia eléctrica que permita satisfazer os consumos dos seus clientes.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso:

- a) Deve adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial, considerando o disposto no artigo seguinte.
- b) Deve adquirir energia eléctrica em leilões únicos de âmbito ibérico, previstos em legislação específica e nas condições aí expressas.
- c) Pode adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados.
- d) Pode adquirir energia eléctrica através de contratos bilaterais com produtores, comercializadores, ou com o Agente Comercial.

3 — Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea *d*) do número anterior estão sujeitos à aprovação da ERSE, nos termos do artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

4 — Em casos excepcionais, a ERSE poderá definir limites máximos de preço temporários a introduzir nas ofertas de compra pelos comercializadores de último recurso nos mercados organizados.

5 — Na compra de energia eléctrica, os comercializadores de último recurso devem observar os princípios da transparência, da minimização dos custos e da promoção da liquidez dos mercados organizados.

6 — O comercializador de último recurso, no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica poderá proceder à venda de quantidades excedentárias de energia eléctrica em mercados organizados.

7 — Para efeitos do número anterior, considera-se que existem quantidades excedentárias de energia eléctrica apenas nas circunstâncias em que a soma da energia eléctrica adquirida no âmbito das alíneas *a*) e *b*) do número 2 excede as necessidades de energia eléctrica que permita satisfazer os consumos dos clientes do comercializador de último recurso, sendo o seu valor apurado pela respectiva diferença.

8 — O comercializador de último recurso, no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, recupera o défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT nos termos previstos no artigo 62.º



9 — Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT podem adquirir a totalidade da energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes de acordo com as seguintes alternativas:

- a) Ao comercializador de último recurso, nos termos previstos no artigo 65.º
- b) Através da celebração de contratos bilaterais e da contratação de energia eléctrica em mercados organizados.

#### Artigo 61.º

##### **Diferença de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial**

1 — A aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial concede ao comercializador de último recurso o direito de recebimento da diferença entre os custos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial e os custos que corresponderiam à aquisição da mesma quantidade de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário, calculada nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

2 — A diferença de custos anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

3 — As formas e os meios de pagamento da diferença de custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

4 — O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

5 — O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

6 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

#### Artigo 62.º

##### **Recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT**

1 — O comercializador de último recurso tem direito à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT nos termos previstos nos números seguintes.

2 — Os valores correspondentes à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 são transferidos pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso.

3 — O montante anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

4 — As formas e os meios de pagamento dos montantes correspondentes à recuperação do défice tarifário devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

5 — O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

6 — O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

7 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

8 — O disposto nos números 3 a 7 do presente artigo é igualmente aplicável aos ajustamentos tarifários a que se refere o n.º 2 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

9 — Para assegurar o cumprimento das obrigações a que respeita o n.º 2 do presente artigo, o operador da rede de distribuição deve prestar, a favor do comercializador de último recurso, garantia idónea com o valor e nas modalidades a acordar entre as partes.

#### Artigo 63.º

##### **Informação sobre a compra de energia eléctrica**

1 — O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra de energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve detalhar separadamente as quantidades e respectivas condições de compra de energia eléctrica, evidenciando:

- a) Quantidades de energia eléctrica e pagamentos efectuados no âmbito dos contratos celebrados com produtores em regime especial.
- b) Preços, quantidades e duração de cada um dos contratos bilaterais celebrados com produtores de energia eléctrica ou outros comercializadores.
- c) Preços e quantidades de energia eléctrica contratada no âmbito dos mercados organizados a prazo, mencionando os produtos contratados, respectivas maturidades e a forma de liquidação.
- d) Preços, quantidades e desagregação horária da energia eléctrica contratada em mercados organizados diários e intradiários.
- e) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros conceitos imputados pelo Acerto de Contas em função da energia final adquirida nos mercados ou programada em contratos bilaterais.

#### SUBSECÇÃO II

##### **Relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT**

#### Artigo 64.º

##### **Norma remissiva**

Ao relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT no âmbito da alínea a) do n.º 9 do artigo 60.º aplicam-se as disposições constantes do presente capítulo e do Capítulo XI, relativas ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes em MT, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

#### Artigo 65.º

##### **Facturação dos fornecimentos aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT**

1 — A facturação dos fornecimentos do comercializador de último recurso aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT pode ser efectuada de acordo com as seguintes alternativas:

- a) Por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT às quantidades referidas no n.º 2.
- b) Nos termos previstos no n.º 3.

2 — Aos consumos de energia activa registados nos equipamentos de medição instalados nos pontos de entrega em MT, em cada período de integração de 15 minutos, devem ser descontados os consumos de energia activa agregados por ponto de entrega dos clientes em BT dos outros comercializadores, devidamente ajustados para perdas na rede de BT e após aplicação do respectivo perfil de consumo tipo.

3 — A facturação é determinada pela diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT às quantidades referidas no n.º 4 e a facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes em BT e Comercialização em BT, às mesmas quantidades.

4 — Para efeitos de facturação dos fornecimentos referidos no número anterior, consideram-se as quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

5 — No caso dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT adquirirem a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, nos termos da alínea b) do n.º 9 do artigo 60.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas para as entregas referidas na alínea b) do n.º 1 do artigo 45.º

### SECÇÃO III

#### Comercializadores

##### Artigo 66.º

#### Aquisição de energia eléctrica

1 — O comercializador é responsável pela aquisição de energia eléctrica para abastecer os consumos dos clientes agregados na sua carteira, bem como para a satisfação de contratos bilaterais em que actue como agente vendedor.

2 — Para efeitos do número anterior, o comercializador pode adquirir ou vender energia eléctrica através das seguintes modalidades de contratação:

- a) Contratação em mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XII do presente regulamento.
- b) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII do presente regulamento.

##### Artigo 67.º

#### Relacionamento comercial dos comercializadores

1 — O relacionamento comercial entre os comercializadores e os seus clientes processa-se de acordo com as regras constantes do Capítulo XI do presente regulamento.

2 — O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das redes é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, nos termos previstos no RARI.

##### Artigo 68.º

#### Informação sobre preços

1 — Os comercializadores devem publicitar os preços que se propõem praticar, utilizando para o efeito as modalidades de atendimento e de informação aos clientes previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 — Os comercializadores devem enviar à ERSE, a seguinte informação sobre preços:

- a) A tabela de preços de referência que se propõem praticar, com a periodicidade anual.
- b) Os preços efectivamente praticados nos meses anteriores, com a periodicidade trimestral.

3 — O conteúdo e a desagregação de informação a enviar pelos comercializadores é aprovada pela ERSE, na sequência de consulta aos comercializadores.

4 — A ERSE divulga periodicamente informação sobre os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT dos comercializadores, designadamente na sua página na Internet, com vista a informar os clientes das diversas opções de preço disponíveis no mercado.

### CAPÍTULO VI

#### Agente Comercial

##### Artigo 69.º

#### Atribuições do Agente Comercial

1 — O Agente Comercial assegura as seguintes atribuições:

- a) Gestão de contratos.
- b) Compra de toda a energia eléctrica às centrais com CAE.
- c) Venda de energia eléctrica adquirida às centrais com CAE.

2 — O Agente Comercial actua de forma independente relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, devendo assegurar a separação contabilística e organizativa em relação àquelas actividades.

3 — No exercício das suas atribuições, o Agente Comercial deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Agente Comercial previsto no artigo 71.º

##### Artigo 70.º

#### Independência no exercício das funções do Agente Comercial

1 — Tendo em vista a plena realização do princípio da independência no exercício das suas atribuições, os responsáveis pela gestão do Agente Comercial devem dispor de independência no exercício das suas competências, no que se refere às relações com o Gestor de Sistema e Acerto de Contas.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o Agente Comercial deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no exercício das suas atribuições.

3 — O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelo Agente Comercial no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com o Gestor de Sistema, Acerto de Contas, produtores e comercializador de último recurso.

4 — No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o Agente Comercial deve publicar, designadamente na sua página na internet, o Código de Conduta referido no n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.

##### Artigo 71.º

#### Manual de Procedimentos do Agente Comercial

1 — O Manual de Procedimentos do Agente Comercial deve regular, designadamente, as seguintes matérias:

- a) Relacionamento comercial com as entidades com as quais o Agente Comercial possua contratos.
- b) A comercialização da energia eléctrica, potência e serviços de sistema das centrais com CAE.

- c) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas ao Agente Comercial.
- d) Informação a receber pelo Agente Comercial do Acerto de Contas.
- e) O processo de contabilização dos ganhos comerciais.
- f) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

2 — O Manual de Procedimentos do Agente Comercial é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

3 — A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da entidade concessionária da RNT, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Agente Comercial, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

4 — O Agente Comercial deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Agente Comercial a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

#### Artigo 72.º

##### Sistemas informáticos e de comunicação do Agente Comercial

1 — O Agente Comercial deve manter os sistemas informáticos e de comunicação adequados ao desenvolvimento eficiente das suas atribuições.

2 — A entidade concessionária da RNT deve impedir qualquer transmissão de informação entre o Agente Comercial e as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, com excepção dos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de adequados critérios de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Agente Comercial.

3 — O Agente Comercial deve dar conhecimento à ERSE de qualquer ligação do exterior com os sistemas previstos no número anterior.

4 — A proposta de Manual de Procedimentos do Agente Comercial a apresentar à ERSE pela entidade concessionária da RNT deve contemplar soluções que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

#### Artigo 73.º

##### Gestão de contratos

A gestão de contratos, prevista na alínea *a*) do n.º 1 do artigo 69.º, inclui a gestão dos CAE e dos seus contratos complementares.

#### Artigo 74.º

##### Compra e venda de energia eléctrica

1 — O Agente Comercial adquire energia eléctrica aos produtores com CAE.

2 — A venda de energia eléctrica pelo Agente Comercial realiza-se através das seguintes modalidades:

- a) Participação em mercados organizados.
- b) Leilões de capacidade virtual, nas quantidades de energia previstas na execução dos direitos atribuídos no âmbito dos respectivos leilões.
- c) Contratação bilateral que resulte de leilões ibéricos para abastecimento dos comercializadores de último recurso, nos termos e condições definidas na legislação que os aprova.
- d) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII do presente regulamento.
- e) Participação em mercados de serviços de sistema.

3 — Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea *d*) do número anterior estão sujeitos à aprovação prévia da ERSE.

4 — O Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica nos mercados organizados, ou em contratos bilaterais aprovados pela ERSE, para a totalidade da energia eléctrica adquirida aos produtores com CAE, à excepção da parte fixada em disposição legal, designadamente a que corresponde à execução dos direitos transaccionados nos leilões de capacidade.

5 — O Agente Comercial, nas situações em que se veja tecnicamente impedido de dar cumprimento às obrigações contratuais e comerciais estabelecidas nas modalidades previstas no n.º 2, poderá adquirir a correspondente energia em mercados organizados para suprir as faltas detectadas.

6 — O Agente Comercial deve recorrer aos mercados organizados sempre que tal se justifique por razões de optimização da gestão da energia dos contratos.

#### Artigo 75.º

##### Informação

1 — O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação necessária para fundamentar e caracterizar as decisões tomadas no âmbito das indisponibilidades das centrais com CAE.

2 — O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação relativa a leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica, explicitando, para cada leilão:

- a) Quantidade e preço de abertura do leilão.
- b) Relação entre a procura e a oferta em leilão.
- c) Quantidade colocada e preço de fecho do leilão.

3 — A divulgação da informação deve ser feita, nomeadamente, através das seguintes formas:

- a) Publicações periódicas.
- b) Meios de divulgação electrónica.

4 — O conteúdo das diferentes formas de divulgação, bem como a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais estas devam ser enviadas, devem obedecer às regras definidas no Manual de Procedimentos do Agente Comercial.

5 — O Agente Comercial deve submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretenda considerar de natureza confidencial.

6 — O acesso aos registos da informação classificada como comercialmente sensível nos termos do número anterior deve ser restrito, devendo ser tomadas as precauções adequadas para o efeito.

7 — O Agente Comercial deve manter registo de toda a informação produzida no âmbito das suas actividades.

8 — A informação registada deve ser conservada durante um período mínimo de 5 anos.

## CAPÍTULO VII

**Custos para a manutenção do equilíbrio contratual**

## Artigo 76.º

**Facturação e cobrança dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual**

1 — O presente artigo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da facturação e cobrança dos montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo n.º 199/2007, de 18 de Maio.

2 — Os montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual são constituídos pelos encargos repercutidos na parcela fixa e na parcela de acerto da tarifa UGS em conformidade com o definido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo n.º 199/2007, de 18 de Maio.

3 — Os operadores das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica devem comunicar à ERSE, até ao 3.º dia útil de cada mês, o valor da potência contratada, o número de clientes e o montante pecuniário relativo à tarifa UGS, incluindo, de forma discriminada, o montante relativo à parcela fixa e à parcela de acerto, que tenha sido facturado por aquelas entidades durante o mês imediatamente anterior.

4 — Com base na informação disponibilizada nos termos do número anterior, a ERSE comunica à entidade concessionária da RNT, aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica, a cada produtor ou aos respectivos cessionários e a cada comercializador, até ao 3.º dia útil seguinte à recepção da mencionada informação, os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto que foram facturados aos consumidores de electricidade, com indicação discriminada relativamente a:

- a) Montantes a facturar pela entidade concessionária da RNT aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica.
- b) Montantes a facturar pelos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica a cada comercializador.
- c) Montante a facturar por cada produtor ou pelos respectivos cessionários à entidade concessionária da RNT.

5 — Os montantes referentes ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto serão objecto de facturação e cobrança entre os diferentes intervenientes no SEN, nos seguintes termos e prazos:

a) Com base na informação fornecida pela ERSE nos termos do número 4, cada produtor, ou os respectivos cessionários, deve proceder à emissão e entrega à entidade concessionária da RNT da factura correspondente ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto.

b) Até ao dia útil subsequente à recepção da factura emitida por cada produtor ou pelos respectivos cessionários, a entidade concessionária da RNT deve proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos operadores das redes de distribuição.

c) Na data de recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, os operadores das redes de distribuição devem proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos comercializadores.

d) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção pelos comercializadores da factura emitida pelo operador das redes de distribuição, os comercializadores devem efectuar o pagamento a esse operador de redes de distribuição.

e) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, o operador da rede de distribuição deve efectuar o pagamento àquela entidade.

f) A entidade concessionária da RNT deve, dentro do prazo previsto na alínea anterior, proceder à cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto a fim de realizar a sua entrega, a cada produtor, ou aos respectivos cessionários, no dia útil seguinte à sua cobrança.

6 — Sem prejuízo da aplicação do regime estabelecido nos números anteriores, cada produtor é responsável pelo pagamento mensal à entidade concessionária da RNT das quantias mensais referentes aos CMEC negativos e aos restantes encargos previstos no n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, para sua posterior reversão na tarifa UGS, até que os montantes dos CMEC e demais encargos, previstos nos números 4 e 5 do artigo 5.º do aludido diploma legal, que se encontrem ainda em dívida sejam integralmente pagos.

7 — A responsabilidade a que se refere o número anterior diz respeito a um período, diferenciado por produtor, desde a data de cessação antecipada de cada CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor.

## Artigo 77.º

**Garantias a prestar pelos comercializadores e comercializadores de último recurso**

1 — As garantias previstas no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, devem ser prestadas pelos comercializadores, a favor da entidade concessionária da RNT, mediante uma das seguintes modalidades:

- a) Garantia bancária autónoma à primeira solicitação, emitida por uma instituição de crédito de primeira ordem.
- b) Linha de crédito irrevogável durante o período aplicável, mobilizável à primeira solicitação e concedida por uma instituição de crédito de primeira ordem.
- c) Seguro-caução com termos de mobilização equivalentes aos previstos para as modalidades referidas nas alíneas anteriores, constituído por uma instituição de seguros de primeira ordem.

2 — A entidade concessionária da RNT deve proceder à sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida nos termos do número anterior ao operador das redes de distribuição que tenha satisfeito o pagamento dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto, no caso de não cumprimento da obrigação de pagamento pelo comercializador que tenha procedido à prestação da respectiva garantia.

3 — Independentemente da modalidade utilizada para a garantia prevista no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, os termos da garantia prestada devem permitir, sem limitações, o exercício pela entidade concessionária da RNT da obrigação de sub-rogação prevista no número anterior.

4 — Os termos da prestação das garantias de acordo com o disposto nos números anteriores e as entidades que procedam à sua emissão ficam sujeitos a prévia aprovação pela ERSE.

## CAPÍTULO VIII

**Ligações às redes**

## SECÇÃO I

**Disposições gerais**

## Artigo 78.º

**Objecto**

1 — O presente Capítulo tem por objecto as condições comerciais aplicáveis ao estabelecimento das ligações às redes de instalações produtoras ou consumidoras de energia eléctrica, bem como ao estabelecimento de ligações entre as redes dos diferentes operadores de rede.

2 — São ainda objecto deste Capítulo as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada de instalações já ligadas às redes.

Artigo 79.º

#### Condições técnicas e legais

1 — As condições técnicas para as ligações às redes são as estabelecidas na legislação aplicável.

2 — As instalações eléctricas não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

Artigo 80.º

#### Redes

Consideram-se redes, para efeitos de estabelecimento de ligações, as redes já existentes à data da requisição da ligação, com os limites definidos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição.

Artigo 81.º

#### Elementos de ligação

Para efeitos de aplicação do presente Capítulo, consideram-se elementos de ligação as infra-estruturas físicas que permitem a ligação entre uma instalação eléctrica, produtora ou consumidora, e as redes definidas nos termos do artigo 80.º

Artigo 82.º

#### Tipo de encargos com a ligação à rede

A ligação à rede pode envolver, conforme o caso, os seguintes tipos de encargos:

- a) Alterações na instalação produtora ou consumidora a ligar à rede.
- b) Reforço das redes.
- c) Construção dos elementos de ligação.

### SECÇÃO II

#### Ligação de instalações de clientes e aumento de potência requisitada

##### SUBSECÇÃO I

#### Disposições gerais

Artigo 83.º

#### Obrigação de ligação e de aumento de potência requisitada

1 — O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição, dentro das suas áreas de intervenção, são obrigados a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições referidas no artigo 79.º

2 — Nas ligações às redes de distribuição, sempre que o respectivo operador de rede recuse o estabelecimento de uma ligação às suas redes, com o fundamento da não verificação das condições referidas no artigo 79.º, deve justificar a sua decisão ao requisitante.

3 — Os pedidos de aumento de potência requisitada devem ser tratados tendo em consideração os princípios estabelecidos nos números anteriores.

4 — As ligações directas à rede de transporte só são permitidas para potências contratadas superiores a 10 MVA e desde que obtido o acordo do operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve demonstrar ser essa a solução global mais vantajosa para o sistema eléctrico nacional.

5 — A obrigação de ligação inclui deveres de informação e aconselhamento por parte do respectivo operador de rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando, entre outros elementos, a potência requisitada e as características da rede e da instalação a ligar.

6 — O cumprimento do dever de informação inclui, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes a disponibilizar aos interessados na requisição de uma ligação, contendo, entre outras, informações relativas a:

- a) Elementos necessários para proporcionar a ligação.
- b) Orçamento.
- c) Construção dos elementos de ligação.
- d) Encargos com a ligação.

7 — Os folhetos informativos previstos no número anterior devem ser remetidos à ERSE.

Artigo 84.º

#### Requisição de ligação

1 — A requisição de uma ligação à rede é efectuada através do preenchimento de um formulário, elaborado e disponibilizado pelo respectivo operador de rede.

2 — Sem prejuízo do disposto no artigo 116.º, do formulário referido no número anterior, além da identificação do requisitante da ligação, devem constar, entre outros, os seguintes elementos:

- a) A potência requisitada.
- b) As características técnicas da instalação a ligar.

c) Outros elementos necessários à satisfação de condições solicitadas pelo requisitante, designadamente a potência de curto-circuito e a necessidade de alimentação alternativa.

3 — O formulário previsto nos números anteriores e a lista de informação referida no n.º 4 do artigo 116.º devem ser disponibilizados a todos os interessados, designadamente através da internet e enviados à ERSE.

4 — No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, ao conjunto das suas instalações de utilização corresponde uma única requisição de ligação à rede.

## Artigo 85.º

**Potência requisitada**

1 — A potência requisitada é o valor da potência para a qual a ligação deve ser construída e a rede a montante deve ter capacidade de alimentar, nas condições estabelecidas na legislação e regulamentação vigentes.

2 — Construída a ligação, a potência requisitada passa a ser considerada uma característica da instalação de utilização, condicionando a potência máxima a contratar para a instalação.

3 — No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, a potência requisitada será referida à ligação do edifício às redes, devendo ser atribuído um valor de potência requisitada a cada instalação de utilização.

4 — O valor da potência requisitada de cada instalação de utilização, referido no número anterior, deve ser o valor da potência a considerar para efeito de determinação da repartição dos encargos de ligação e de reforço das redes.

## Artigo 86.º

**Modificações na instalação a ligar à rede**

1 — As modificações na instalação a ligar à rede que se tornem necessárias para a construção da ligação são da responsabilidade e encargo do requisitante da ligação.

2 — Nos casos em que a potência requisitada ultrapassar os limites previstos na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, o operador da rede pode exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

## SUBSECÇÃO II

**Elementos de ligação**

## Artigo 87.º

**Classificação dos elementos de ligação**

Os elementos de ligação necessários à ligação de uma instalação à rede são classificados nos seguintes tipos:

- a) Elementos de ligação para uso exclusivo.
- b) Elementos de ligação para uso partilhado.

## Artigo 88.º

**Elementos de ligação para uso exclusivo**

1 — Consideram-se elementos de ligação para uso exclusivo de uma instalação a ligar à rede os elementos por onde esteja previsto transmitir, exclusivamente, energia eléctrica produzida ou consumida na instalação em causa.

2 — Para efeitos de identificação do elemento de ligação para uso exclusivo em BT e em MT, considera-se que este é limitado, na sua extensão, a um comprimento máximo, consoante o nível de tensão e o tipo de rede.

3 — Compete à ERSE a aprovação da metodologia de determinação dos comprimentos máximos definidos no número anterior.

4 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 — A identificação do elemento de ligação para uso exclusivo nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

## Artigo 89.º

**Elementos de ligação para uso partilhado**

1 — Consideram-se elementos de ligação para uso partilhado aqueles que permitem a ligação à rede de mais do que uma instalação.

2 — Integram-se no conceito estabelecido no número anterior os elementos de ligação necessários à inserção da instalação em redes cuja alimentação seja em anel.

3 — O operador da rede ao qual se requisita a ligação pode optar por sobredimensionar o elemento de ligação para uso partilhado, de modo a que este elemento possa vir a ser utilizado para a ligação de outras instalações.

4 — A identificação do elemento de ligação para uso partilhado nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

## SUBSECÇÃO III

**Encargos**

## Artigo 90.º

**Encargos de ligação à rede**

1 — A ligação à rede pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

- a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do artigo 88.º.
- b) Elementos de ligação para uso partilhado, nos termos do artigo 89.º.
- c) Reforço das redes, nos termos do artigo 95.º.
- d) Encargos devidos a terceiros que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada nem da extensão dos elementos de ligação.

2 — Os encargos com a ligação à rede ou com o aumento de potência requisitada de instalações em AT ou MAT são objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

3 — Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

4 — Nas situações previstas no n.º 2 do artigo 86.º, o requisitante deve ser ressarcido pelo operador da rede, nos termos a aprovar pela ERSE.

5 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

## Artigo 91.º

**Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação**

1 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o ponto de ligação à rede é indicado, consoante o caso, pelo operador da rede de transporte ou pelo operador da rede de distribuição.

2 — O ponto de ligação à rede das instalações de clientes em BT e MT, para efeitos de cálculo dos encargos com o estabelecimento da respectiva ligação, deve ser o ponto da rede, no nível de tensão expresso na requisição de ligação que, no momento da mesma, se encontra fisicamente mais próximo da referida instalação, independentemente de aí existirem as condições necessárias à satisfação das características de ligação constantes da requisição, designadamente em termos de potência requisitada.

## Artigo 92.º

**Tipos de encargos com o aumento de potência requisitada**

A satisfação do pedido de aumento de potência requisitada pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

- a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do artigo 88.º
- b) Reforço das redes, nos termos do artigo 95.º

## Artigo 93.º

**Encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo**

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados pelo requisitante, até ao limite dos encargos correspondentes ao comprimento máximo aprovado nos termos do artigo 88.º

## Artigo 94.º

**Encargos com os elementos de ligação para uso partilhado**

1 — Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado necessários para proporcionar a ligação à rede em BT e em MT são função da potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação apurada nos termos do n.º 3, tendo em conta, entre outros, os seguintes aspectos:

- a) Número de requisitantes.
- b) Capacidade utilizada por cada requisitante.
- c) Elementos caracterizadores da instalação indicados na requisição de ligação prevista no artigo 84.º
- d) Características das redes e tipo de construção envolvida.

2 — Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo dos encargos prevista no número anterior.

3 — Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, a extensão deste elemento, necessária para satisfazer a requisição da ligação, corresponde à extensão do traçado de construção a efectuar desde o ponto de ligação definido nos termos do artigo 91.º até ao ponto do elemento de ligação para uso exclusivo mais distante da instalação para a qual é requisitada a ligação à rede.

4 — Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, nos casos de ligação de instalações bialimentadas, para efeitos do disposto no número anterior, deve ser considerada a soma da extensão dos elementos de ligação para uso partilhado.

5 — Para efeitos do disposto no n.º 2, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada sobre a metodologia de cálculo dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

## Artigo 95.º

**Encargos relativos ao reforço das redes**

1 — O operador da rede ao qual é solicitada a ligação ou um aumento de potência requisitada deve exigir a comparticipação nos custos com o reforço da rede, nos termos do disposto nos números seguintes.

2 — Para ligações em MT e em BT, a comparticipação nos custos de reforço da rede deve ser função da potência requisitada.

3 — Para as ligações às redes previstas nos termos do artigo 103.º, a potência requisitada a considerar para efeitos de cálculo da comparticipação nos custos de reforço da rede diz respeito à totalidade do empreendimento.

4 — No caso das ligações referidas no n.º 2, os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes devem ser calculados, nomeadamente com base em indicadores técnico-económicos existentes para as diferentes redes.

5 — Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes para as ligações em MT e em BT.

6 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

7 — Para ligações em AT e MAT, a comparticipação nos custos de reforço das redes será objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede à qual é requisitada a ligação.

8 — Na falta do acordo, previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

## Artigo 96.º

**Encargos com a expansão das redes em BT**

Para as ligações às redes em BT, os encargos apurados de acordo com o estabelecido no contrato tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT referentes à expansão das redes em BT, aprovado pela Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, são recuperados pelo operador de rede no âmbito da aplicação da tarifa de uso das redes, não sendo suportados pelo requisitante no momento da ligação à rede.

## Artigo 97.º

**Orçamento**

1 — O operador da rede, na sequência da requisição de ligação à rede ou de pedido de aumento de potência requisitada, deve apresentar ao requisitante um orçamento relativo aos encargos com a ligação ou com o pedido de aumento de potência requisitada.

2 — O orçamento deve ser discriminado considerando, designadamente, as seguintes informações:

- a) Identificação dos elementos de ligação necessários, mencionando as respectivas características técnicas e dimensionamento.
- b) Identificação do ponto de ligação à rede, para efeitos do cálculo dos encargos com o estabelecimento dessa ligação.
- c) Tipo, quantidade e custo dos principais materiais, equipamentos e mão de obra utilizados na construção do elemento de ligação para uso exclusivo, bem como o encargo total com este tipo de elemento de ligação.

d) Encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado, explicitando os valores de potência requisitada e de extensão do elemento utilizados no cálculo dos encargos.

e) Encargos relativos ao reforço das redes.

3 — O orçamento deve ainda conter informação relativa a:

a) Trabalhos e serviços excluídos do orçamento.

b) Eventuais valores que decorram do ressarcimento previsto no n.º 4 do artigo 90.º.

c) Encargos devidos com o estabelecimento da ligação e que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação, designadamente encargos devidos a terceiros para a satisfação do pedido de ligação à rede.

d) Trabalhos e serviços necessários ao estabelecimento de uma ligação, susceptíveis de serem realizados pelo requisitante ou por terceiro por aquele indicado.

e) Condições de pagamento.

f) Prazo de execução da ligação e validade do orçamento.

4 — O orçamento deve ser apresentado ao requisitante, por escrito, nos prazos seguintes:

a) Para ligações em BT e MT, nos prazos de 15 e 30 dias úteis respectivamente ou, sempre que a natureza dos estudos a realizar não possibilite o seu cumprimento, em prazos previamente acordados com os requisitantes.

b) Para ligações em MAT e AT, em prazo acordado previamente com os requisitantes.

5 — Para as ligações em BT e MT, mediante acordo com o requisitante, o operador de rede pode apresentar uma estimativa orçamental, com validade e eficácia idênticas à do orçamento, salvo se a referida estimativa incluir uma cláusula de reserva que permita a revisão do orçamento, com base em factos supervenientes devidamente fundamentados que inviabilizem, nomeadamente, o traçado inicialmente orçamentado.

#### Artigo 98.º

##### Estudos para a elaboração do orçamento

1 — O operador da rede ao qual é requisitada a ligação tem o direito de ser ressarcido pelo requisitante dos encargos que tenha suportado com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento para ligação à rede.

2 — Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores dos encargos suportados com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

#### Artigo 99.º

##### Pagamento dos encargos de ligação

1 — As condições de pagamento dos encargos decorrentes do estabelecimento da ligação devem ser objecto de acordo entre as partes.

2 — Na falta do acordo, previsto no número anterior, as condições de pagamento dos encargos devem ser estabelecidas em observância dos seguintes princípios:

a) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis, o operador da rede pode exigir o pagamento dos encargos, como condição prévia à construção dos elementos de ligação.

b) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução superiores a 20 dias úteis, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50 % do valor global do orçamento.

c) Para as ligações à rede em MT, AT e MAT, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50 % do valor global do orçamento.

d) Nos casos previstos nas alíneas b) e c), o pagamento devido com a conclusão da construção da ligação não pode ser inferior a 10 % do valor global do orçamento.

#### SUBSECÇÃO IV

##### Construção e propriedade dos elementos de ligação

#### Artigo 100.º

##### Construção dos elementos de ligação

1 — Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes e pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes.

2 — O requisitante pode, na posse do orçamento referido no artigo 97.º, optar por promover a construção, pelos seus próprios meios, dos elementos de ligação para uso exclusivo.

3 — O requisitante pode, mediante acordo com o operador da rede ao qual solicitou a ligação, promover a construção de elementos de ligação para uso partilhado, tendo o direito de ser ressarcido dos valores que tenha suportado e que não lhe sejam atribuíveis, nos termos do referido acordo.

4 — Para efeitos do disposto nos números anteriores, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação deve apresentar ao requisitante o estudo em que se baseou a proposta de orçamento para a construção dos elementos de ligação.

5 — A construção dos elementos de ligação previstos nos n.ºs 2 e 3 deve ser realizada de acordo com o estudo referido no número anterior, segundo as normas de construção aplicáveis e utilizando materiais aprovados pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, nos termos previstos na legislação e regulamentação vigentes.

6 — Sem prejuízo da fiscalização pelas entidades administrativas competentes, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação pode inspeccionar tecnicamente a construção dos elementos de ligação promovida pelo requisitante e solicitar a realização dos ensaios que entenda necessários, de acordo com a legislação e regulamentação vigentes.

7 — O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante de uma ligação à rede a prestação de uma garantia, válida pelo período de um ano, correspondente ao máximo de 10 % do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.

#### Artigo 101.º

##### Propriedade dos elementos de ligação

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes assim definidas nos termos do artigo 80.º, logo que forem considerados, pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, em condições técnicas de exploração.



## SUBSECÇÃO V

**Ligação de instalações com características especiais**

## Artigo 102.º

**Ligações de instalações provisórias e eventuais**

1 — Às ligações de instalações provisórias e eventuais aplicam-se as disposições desta Secção, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — As ligações de instalações provisórias devem ser estabelecidas, preferencialmente, de modo a que possam vir a constituir ligações definitivas.

3 — Os encargos que decorram exclusivamente das alterações necessárias à conversão de ligações de carácter provisório em definitivas são da responsabilidade dos requisitantes.

4 — A obrigação de ligação de instalações provisórias e eventuais é limitada à existência de capacidade de rede, não havendo lugar ao pagamento de encargos relativos ao reforço das redes.

5 — Nas ligações de instalações provisórias e instalações eventuais, em que findo o período de utilização se opte pela desmontagem dos elementos de ligação para uso exclusivo, estes ficam propriedade do requisitante, o qual deve suportar integralmente os encargos com a sua desmontagem, salvo acordo em contrário com o operador da rede à qual foi efectuada a ligação.

## Artigo 103.º

**Ligação de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais**

1 — Para as ligações às redes de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras previstas para a ligação de instalações de clientes.

2 — Para efeitos de aplicação do disposto no artigo 87.º, os elementos necessários para proporcionar a ligação às redes respeitam ao conjunto do empreendimento habitacional, da urbanização, do loteamento, do parque industrial ou comercial e não às instalações individualmente consideradas.

3 — Salvo acordo em contrário sobre a repartição e faseamento dos pagamentos, ficam a cargo do requisitante as despesas resultantes do primeiro estabelecimento das obras de electrificação, nelas se compreendendo o custo da rede de alta e média tensão, dos postos de transformação e das redes de baixa tensão, considerando, quando aplicável, o disposto no contrato de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

## Artigo 104.º

**Iluminação pública**

O estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto dos contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

## SECÇÃO III

**Ligações entre redes de distribuição em MT e AT e redes de distribuição em BT**

## Artigo 105.º

**Obrigações de ligação**

O operador da rede em MT e AT e os operadores das redes em BT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir o trânsito de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição em BT, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

## Artigo 106.º

**Norma remissiva**

Às ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT, bem como ao reforço das redes em MT e AT, aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras constantes da Secção II deste capítulo para a ligação à rede de instalações de clientes em MT.

## Artigo 107.º

**Propriedade das ligações**

Depois de construídas, as ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT passam a integrar as redes de distribuição em MT e AT.

## SECÇÃO IV

**Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT**

## Artigo 108.º

**Obrigações de ligação**

1 — O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir a veiculação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

2 — As necessidades de estabelecimento de ligações e de reforço das redes são identificadas no plano de investimentos na rede de transporte, elaborado nos termos e condições previstos na Base XIX das Bases de Concessão da RNT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, bem como no plano de investimentos nas redes de distribuição em AT, elaborado nos termos previstos na Base XVII das Bases de Concessão da RND em MT e AT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

3 — O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem garantir a coerência entre os planos referidos no número anterior, designadamente no que se refere às ligações entre as suas redes.

## Artigo 109.º

**Repartição de encargos**

A repartição dos encargos com os elementos de ligação entre a rede de transporte e as redes da distribuição em MT e AT será efectuada de acordo com o estabelecido nos planos referidos no artigo anterior, tendo em conta o estabelecido nos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 172/2006 de 23 de Agosto.

## Artigo 110.º

**Propriedade das ligações**

Após a sua construção, cada elemento de ligação fica a fazer parte integrante das redes de transporte ou de distribuição em MT e AT, nos termos da legislação aplicável.

## SECÇÃO V

**Ligação à rede de instalações produtoras**

## Artigo 111.º

**Obrigações de ligação**

1 — O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição têm a obrigação de proporcionar a ligação de instalações produtoras às suas redes.

2 — As ligações de novos centros electroprodutores processam-se de acordo com a capacidade de recepção das redes eléctricas, nos termos da legislação aplicável.

## Artigo 112.º

**Rede receptora**

1 — As instalações produtoras com potência instalada superior a 50 MVA são ligadas à rede de transporte podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de distribuição, desde que haja acordo com o operador da rede de transporte e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

2 — As instalações produtoras com potência instalada igual ou superior a 10 MVA e igual ou inferior a 50 MVA são ligadas à rede de distribuição, podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de transporte, desde que haja acordo com o operador da rede de distribuição em MT e AT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

3 — As instalações produtoras com potência instalada inferior a 10 MVA são ligadas às redes de distribuição, devendo o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores da rede de distribuição em BT cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes.

## Artigo 113.º

**Requisição de ligação**

1 — As ligações às redes de instalações de produção são requisitadas mediante comunicação escrita ao operador da rede de transporte ou ao operador da rede de distribuição, conforme o caso, a qual deve conter a informação necessária à sua avaliação.

2 — Para efeitos do número anterior e sem prejuízo do disposto no artigo 116.º, os operadores de rede devem informar os interessados dos elementos a apresentar, necessários à avaliação do pedido de ligação às suas redes.

## Artigo 114.º

**Construção, encargos e pagamento das ligações**

1 — Salvo acordo entre as partes, são da responsabilidade dos produtores de energia eléctrica os encargos com a ligação à rede receptora.

2 — As condições para a construção dos elementos de ligação às redes das instalações produtoras e para o eventual reforço das redes, bem como as condições de pagamento, são estabelecidas por acordo entre as partes.

3 — Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

## Artigo 115.º

**Propriedade das ligações**

Depois de construídas, as ligações às redes das instalações produtoras integram a propriedade dos operadores das redes.

## SECÇÃO VI

**Informação no âmbito das ligações às redes**

## Artigo 116.º

**Informação a prestar por clientes e produtores**

1 — Sem prejuízo do disposto no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição, os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar, ao operador da rede à qual pretendem estabelecer a ligação, a informação técnica necessária à elaboração dos estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 — No que respeita às ligações em MT, AT e MAT, a informação prevista no número anterior deve incluir as características técnicas específicas das instalações produtoras ou consumidoras, designadamente as relativas à ligação à rede e aos equipamentos eléctricos, bem como à potência de emissão ou aos consumos.

3 — As características técnicas específicas das instalações a ligar às redes, previstas nos números anteriores, devem conter as informações necessárias para efeitos de exercício do acesso às redes pela instalação em causa.

4 — Para efeitos do disposto nos n.ºs 1 e 2, os operadores das redes devem propor, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento, para aprovação pela ERSE, uma lista com os elementos necessários a incluir na requisição de ligação, nomeadamente por nível de tensão ou por tipo de instalação.

5 — O operador da rede a que a instalação está ligada pode, sempre que o considere necessário, solicitar a actualização da informação prevista nos números anteriores.

6 — A informação prevista nos números anteriores, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante, são consideradas características da instalação em causa.

## Artigo 117.º

**Identificação da instalação ligada à rede**

Constituem elementos de identificação da instalação ligada à rede:

a) O respectivo código de ponto de entrega, definido nos termos do artigo 119.º, o qual será atribuído pelo respectivo operador da rede, logo que estejam concluídos os trabalhos necessários para proporcionar a ligação da instalação à rede e os elementos de ligação integrados na exploração da rede.

b) A informação prestada nos termos do artigo anterior, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante.

#### Artigo 118.º

##### **Informação sobre as redes de distribuição e de transporte**

Os operadores das redes devem enviar semestralmente à ERSE, até ao final dos meses de Janeiro e Julho, para os diferentes níveis de tensão, as seguintes informações relativas ao semestre anterior:

- a) O número de novas ligações efectuadas nas redes por si exploradas, desagregado por tipo de elemento de ligação.
- b) O valor das comparticipações de clientes relativas a novas ligações às suas redes, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e com cada tipo de elementos de ligação.
- c) O número de pedidos de aumento de potência requisitada e respectivos encargos, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e a intervenção em elementos de ligação.

#### Artigo 119.º

##### **Codificação dos pontos de entrega**

- 1 — A cada instalação objecto de ligação à rede será atribuído um código do ponto de entrega.
- 2 — A um código do ponto de entrega pode corresponder mais do que um ponto de medição ou mais do que uma ligação física à rede.
- 3 — A atribuição do código do ponto de entrega é da responsabilidade dos operadores das redes.
- 4 — Compete à ERSE aprovar a metodologia a observar na codificação dos pontos de entrega.
- 5 — Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE uma proposta conjunta, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

## CAPÍTULO IX

### **Medição, leitura e disponibilização de dados**

#### SECÇÃO I

##### **Disposições Gerais**

#### Artigo 120.º

##### **Medição**

- 1 — As variáveis relevantes para a facturação são objecto de medição ou determinadas a partir de valores medidos.
- 2 — A determinação da potência em horas de ponta deve ser efectuada de acordo com o disposto no artigo 129.º
- 3 — Exceptuam-se do disposto no n.º 1 as instalações em BT com um regime de funcionamento em que o consumo possa ser determinado unicamente por estimativa, nos termos do artigo 147.º
- 4 — A medição de energia eléctrica deve ser feita à tensão de fornecimento, excepto em casos devidamente justificados.

#### Artigo 121.º

##### **Fornecimento e instalação de equipamentos de medição**

1 — Os equipamentos de medição, designadamente os contadores e indicadores de potência, bem como os respectivos acessórios, devem ser fornecidos e instalados:

- a) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação das suas subestações às redes de distribuição.
- b) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à rede de transporte.
- c) Pelos operadores da rede de distribuição, nos pontos de ligação aos clientes que estejam fisicamente ligados às redes de distribuição.
- d) Pelos produtores no respectivo ponto de ligação à rede.

2 — Os equipamentos de medição podem incluir transformadores de medida, contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos necessários à telecontagem.

3 — O fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição constituem encargo das entidades previstas no n.º 1, enquanto proprietárias dos mesmos, as quais não podem cobrar qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso dos referidos aparelhos.

4 — Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.

5 — O disposto no n.º 1 não prejudica que o cliente, por acordo com o operador da rede, possa instalar e proceder à manutenção do respectivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, previsto no artigo 153.º, bem como a legislação em vigor sobre controlo metrológico.

6 — Salvo no caso de clientes em BTN, o disposto no n.º 1 não impede a instalação, por conta do interessado, de um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido nos termos previstos no mesmo n.º 1, para efeitos de dupla medição.

7 — Os equipamentos de medição e os circuitos que os alimentam devem ser selados.

8 — Sem prejuízo do disposto na legislação e regulamentação aplicáveis, a localização dos equipamentos de medição deve obedecer ao disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

9 — Os operadores das redes podem levantar o equipamento de medição e controlo de potência após a cessação do contrato de fornecimento ou, no caso de clientes que sejam agentes de mercado, do contrato de uso das redes.

#### Artigo 122.º

##### **Características dos equipamentos de medição**

1 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as características dos equipamentos de medição, nomeadamente a sua classe de precisão, são estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 — Os equipamentos de medição instalados nos pontos de medição das instalações de clientes devem permitir o acesso à informação dos registos das variáveis relevantes para a facturação.

## Artigo 123.º

**Pontos de medição de energia eléctrica**

No âmbito do presente Capítulo e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

- a) As ligações das instalações de produtores à rede de transporte.
- b) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em MT e AT.
- c) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em BT.
- d) As ligações entre a Rede Nacional de Transporte e as redes fora do território nacional.
- e) As ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.
- f) As ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.
- g) Em MT, os postos de transformação MT/BT dos operadores das redes em BT que não sejam, cumulativamente, operadores de rede em MT e AT.
- h) As ligações das instalações de clientes em MAT.
- i) As ligações das instalações de clientes em AT, MT e BT.

## Artigo 124.º

**Verificação obrigatória dos equipamentos de medição**

1 — A verificação dos equipamentos de medição é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 — Os encargos com a verificação ou ajuste do equipamento de medição são da responsabilidade do proprietário do equipamento.

## Artigo 125.º

**Verificação extraordinária dos equipamentos de medição**

1 — Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento.

2 — A verificação extraordinária deve realizar-se em laboratório acreditado, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

3 — Os encargos com a verificação extraordinária dos equipamentos de medição são da responsabilidade das seguintes entidades:

- a) Da entidade que solicitou a verificação extraordinária, nos casos em que a verificação efectuada ao equipamento vier a comprovar que o mesmo funciona dentro dos limites de tolerância definidos.
- b) Do proprietário do equipamento, nas restantes situações.

## SECÇÃO II

**Grandezas a considerar para efeitos de facturação**

## Artigo 126.º

**Grandezas a medir ou a determinar**

As grandezas a medir ou a determinar para efeitos de aplicação de tarifas são as seguintes:

- a) Potência tomada.
- b) Potência contratada.
- c) Potência em horas de ponta.
- d) Energia activa.
- e) Energia reactiva.

## Artigo 127.º

**Potência tomada**

A potência tomada é o maior valor da potência activa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

## Artigo 128.º

**Potência contratada**

1 — A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.

2 — A potência contratada não pode ser superior à potência requisitada.

3 — Salvo acordo escrito celebrado pelas partes, a potência contratada por ponto de entrega em MT, AT ou MAT não pode ter um valor, em kW, inferior a 50 % da potência instalada, em kVA, medida pela soma das potências nominais dos transformadores relativos ao ponto de entrega.

4 — Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE, referido no n.º 1 é actualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

5 — Na mudança de fornecedor, a potência contratada a considerar no momento da mudança corresponde ao último valor desta grandeza utilizado na facturação do uso de redes, sendo considerada, para efeitos de actualização da potência contratada, prevista no número anterior, a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

6 — A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente nos termos do artigo 146.º

7 — O conceito de potência contratada não tem aplicação a fornecimentos de energia eléctrica destinados a iluminação pública.

## Artigo 129.º

**Potência em horas de ponta**

A potência em horas de ponta ( $P_p$ ) é a potência activa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

$$P_p = E_p / H_p$$

em que:

$E_p$  — energia activa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

$H_p$  — número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Artigo 130.º

**Energia activa**

A energia activa é objecto de medição nos pontos de medição nos termos do presente Capítulo.

Artigo 131.º

**Energia reactiva**

A energia reactiva é objecto de medição apenas nos pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE, nos termos do presente Capítulo.

**SECÇÃO III**

**Instalações de produção**

Artigo 132.º

**Medição, leitura e disponibilização de dados**

As regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

**SECÇÃO IV**

**Fronteira da Rede Nacional de Transporte com a Rede de Distribuição em MT e AT**

**SUBSECÇÃO I**

**Medição e Leitura**

Artigo 133.º

**Fornecimento e instalação de equipamentos de medição**

O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição nos pontos de medição nas ligações entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT devem cumprir o disposto no artigo 121.º

Artigo 134.º

**Leitura dos equipamentos de medição**

- 1 — Qualquer das partes tem a possibilidade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição, bem como de verificar os respectivos selos.
- 2 — As indicações dos equipamentos de medição devem ter uma desagregação de 15 minutos.
- 3 — A leitura dos equipamentos de medição deve ser efectuada de modo remoto.

Artigo 135.º

**Energia transitada nos pontos de medição de energia eléctrica**

1 — A energia transitada em cada ponto de medição de energia eléctrica para efeitos de facturação é obtida a partir das mais recentes indicações recolhidas dos equipamentos de medição.

2 — Quando existir duplo equipamento de medição, a energia transitada em cada ponto de medição resulta da média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos de medição, nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 136.º

**Medição da energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte**

A medição de energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte é feita por ponto de medição de energia eléctrica.

Artigo 137.º

**Correcção de erros de medição e de leitura**

1 — Sempre que, havendo um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo duplo equipamento de medição, a avaria seja simultânea, a medida será corrigida por acordo entre as partes.

2 — Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento comprovado, consideram-se, para efeitos de facturação, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

3 — A correcção de erros de leitura será objecto de acordo entre os operadores das redes.

**SECÇÃO V**

**Fronteira da Rede de Distribuição em MT e AT com a Rede de Distribuição em BT**

Artigo 138.º

**Norma remissiva**

1 — Em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados de consumo, às entregas de energia eléctrica da rede de distribuição em MT e AT à rede de distribuição em BT aplicam-se as disposições relativas aos clientes em MT, definidas na Secção VII do presente Capítulo.

2 — O disposto no número anterior não se aplica aos operadores das redes de distribuição em BT que sejam, cumulativamente, operadores das redes de distribuição em MT e AT.

**SECÇÃO VI**

**Comercializadores de último recurso e comercializadores**

Artigo 139.º

**Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores**

1 — As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores em cada período de acerto de contas são calculadas a partir das quantidades medidas nos pontos de entrega dos seus clientes.

2 — Nos pontos de entrega que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se os perfis de consumo aprovados pela ERSE, nos termos previstos no artigo 151.º

3 — As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores para satisfação dos consumos dos seus clientes em cada período de acerto de contas são determinadas com base nas quantidades obtidas de acordo com os números anteriores, ajustadas para perdas no referencial de produção de energia eléctrica da rede de transporte, nos termos previstos no RARI.

4 — A metodologia de cálculo das quantidades de energia eléctrica a atribuir aos comercializadores em cada período de acerto de contas deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

#### Artigo 140.º

#### **Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso**

1 — As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso são calculadas nos termos do artigo anterior, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — No caso do comercializador de último recurso fornecer energia eléctrica a comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, às quantidades calculadas nos termos do número anterior são adicionadas as quantidades referidas no n.º 2 ou no n.º 4 do artigo 65.º, aplicando-se as regras definidas nos n.os 2 e 3 do artigo anterior.

### SECÇÃO VII

#### **Clientes**

#### SUBSECÇÃO I

#### **Medição**

#### Artigo 141.º

#### **Fornecimento e instalação de equipamentos de medição**

1 — O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição devem cumprir o disposto no artigo 121.º

2 — Salvo acordo em contrário e sem prejuízo do disposto no artigo 274.º, os custos com a instalação, a operação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:

- a) Do operador da rede de transporte, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte.
- b) Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes.

3 — Sempre que o operador da rede instale um sistema de leitura remota e passe a efectuar a recolha de modo remoto, o cliente que pretenda manter a dupla medição deve também preparar o seu equipamento para que possa ser integrado no sistema de leitura remota.

#### Artigo 142.º

#### **Sistemas de telecontagem**

1 — Nos pontos de medição de clientes em MT, AT e MAT, os equipamentos de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.

2 — Os operadores das redes de distribuição podem instalar equipamentos de medição com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem nos pontos de medição de clientes em BT.

3 — Para efeitos do número anterior, compete à ERSE aprovar os programas de substituição dos equipamentos de medição, na sequência de propostas a apresentar pelos respectivos operadores das redes de distribuição.

4 — Os custos associados à execução dos programas de substituição dos equipamentos de medição referidos nos números anteriores são aprovados pela ERSE.

5 — Os programas de substituição de equipamentos de medição, para dar cumprimento ao disposto no n.º 1, aprovados ao abrigo do anterior Regulamento de Relações Comerciais, mantêm-se em vigor até à sua conclusão.

#### Artigo 143.º

#### **Medição a tensão diferente de fornecimento**

1 — Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva não for feita à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas nos transformadores.

2 — A forma de referir as potências e as energias à tensão de fornecimento deve ser acordada entre o operador da rede e o cliente ou o seu comercializador.

3 — Na ausência do acordo referido no número anterior, deve ser observado o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

#### Artigo 144.º

#### **Medição com duplo equipamento**

Quando existir duplo equipamento de medição, conforme previsto no n.º 6 do artigo 121.º, para efeitos de facturação deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos.

#### Artigo 145.º

#### **Correcção de erros de medição**

1 — Os erros de medição da energia e da potência, resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição ou erro de ligação do mesmo, que não tenham origem em procedimento fraudulento, serão corrigidos em função da melhor estimativa das grandezas durante o período em que a anomalia se verificou.

2 — Para efeitos da estimativa prevista no número anterior, são consideradas relevantes as características da instalação, o seu regime de funcionamento, os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia e, se necessário, os valores medidos nos primeiros 3 meses após a sua correcção.

3 — Caso exista dupla medição, nos termos do n.º 6 do artigo 121.º, e apenas um equipamento apresente defeito de funcionamento comprovado, serão consideradas as indicações dadas pelo equipamento que não apresente defeito de funcionamento.

4 — Os erros de medição da energia e da potência resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição, com origem em procedimento fraudulento, ficam sujeitos ao disposto no artigo 201.º

## Artigo 146.º

**Controlo da potência em clientes BTN**

1 — Os operadores das redes de distribuição devem colocar, sem qualquer encargo para o cliente, na entrada das instalações de utilização, dispositivos, designadamente disjuntores, destinados a impedir que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato.

2 — Se o cliente impedir, sem fundamento, a instalação dos dispositivos referidos no número anterior, os operadores das redes podem interromper o fornecimento de energia eléctrica, nos termos do artigo 54.º

3 — Quando, por razões técnicas, o operador da rede entender ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um fornecimento, e desde que o cliente não se oponha a esse tipo de alimentação, será concedida uma margem de potência, utilizando-se um disjuntor de calibre superior em  $3 \times 5$  A ao correspondente à potência contratada.

4 — Para efeitos do disposto no número anterior, os valores da potência contratada não podem ser inferiores a 3,45 kVA ou superiores a 13,8 kVA.

5 — A margem de potência, referida no n.º 3, não será concedida se a alimentação trifásica for efectuada a pedido do cliente.

6 — O operador da rede só pode eliminar a margem concedida ao abrigo do disposto no n.º 3 se obtiver do cliente o seu consentimento e, sendo necessário, proceder a modificações da instalação eléctrica do cliente, suportando os respectivos encargos.

## SUBSECÇÃO II

**Leitura dos equipamentos de medição**

## Artigo 147.º

**Leitura dos equipamentos de medição**

1 — As indicações recolhidas por leitura directa dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outras.

2 — Os operadores das redes são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes.

3 — Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, têm a faculdade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respectivos selos, as seguintes entidades:

- a) O cliente.
- b) O operador da rede a que a instalação do cliente está ligada.
- c) O comercializador ou comercializador de último recurso com contrato de fornecimento com o cliente.

4 — A comunicação das leituras recolhidas pelo cliente pode ser efectuada através dos meios que o operador da rede disponibilize para o efeito, nomeadamente mediante comunicação telefónica e electrónica.

5 — A leitura dos equipamentos de medição deve respeitar as seguintes regras:

- a) Periodicidade mensal nos clientes em BTE.
- b) Nos clientes em BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 6 meses.

6 — No caso dos clientes em BTN, os operadores das redes de distribuição devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura directa do equipamento de medição, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

7 — O aviso previsto no número anterior deve conter informação, designadamente sobre os meios disponíveis para o cliente transmitir ao operador da rede de distribuição os seus dados de consumo, fixando um prazo para o efeito.

8 — Nos casos em que não existam leituras dos equipamentos de medição de clientes, podem ser utilizados métodos para estimar o consumo, nos termos e condições definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

## Artigo 148.º

**Leitura extraordinária dos equipamentos de medição**

1 — No caso dos clientes em BTN, se, por facto imputável ao cliente, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante 12 meses consecutivos, o operador da rede pode exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária.

2 — Para os restantes clientes, se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador da rede não puder ser efectuada a leitura do equipamento de medição, este pode exigir ao cliente a marcação de uma data para efeitos de leitura extraordinária.

3 — Nas situações previstas nos números anteriores, o pagamento dos encargos com a leitura extraordinária é da responsabilidade do cliente.

4 — A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as partes.

5 — Na impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária dos equipamentos de medição, num prazo máximo de 30 dias após notificação, os operadores das redes podem interromper o fornecimento, nos termos do artigo 54.º

## Artigo 149.º

**Preços de leitura extraordinária**

1 — Os preços de leitura extraordinária são publicados anualmente pela ERSE.

2 — Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

## Artigo 150.º

**Correcção de erros de leitura do equipamento de medição**

Aos erros de leitura do equipamento de medição é aplicável, com as necessárias adaptações, o estabelecido no artigo 145.º relativo a erros de medição.

## SUBSECÇÃO III

**Perfis de consumo**

## Artigo 151.º

**Perfis de consumo**

1 — Às entregas a clientes que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se perfis de consumo.

2 — Os perfis de consumo referidos no número anterior são aprovados pela ERSE.

3 — Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem enviar à ERSE proposta conjunta até 30 de Novembro de cada ano.

## SUBSECÇÃO IV

**Disponibilização de dados de consumo**

Artigo 152.º

**Disponibilização de dados de consumo de clientes**

1 — A metodologia a adoptar na disponibilização de dados de consumos de clientes deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 — A metodologia prevista no número anterior deve garantir que a disponibilização de informação seja efectuada de modo transparente e não discriminatório.

3 — O processo de disponibilização de dados de consumo de clientes deve ser objecto de auditorias externas, com uma periodicidade que garanta que não decorrem mais de dois anos entre auditorias, devendo os resultados das mesmas ser enviados à ERSE.

## SECÇÃO VIII

**Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

Artigo 153.º

**Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

1 — Sem prejuízo do disposto no presente Capítulo, as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados devem integrar o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 — O guia referido no número anterior é aprovado pela ERSE.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição devem apresentar à ERSE proposta conjunta devidamente fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 — O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados pode ser alterado mediante proposta das entidades previstas no número anterior, bem como na sequência de solicitação da ERSE às entidades responsáveis pela sua proposta.

5 — O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, depois de aprovado pela ERSE, deve ser objecto de divulgação pelos operadores de redes, designadamente por publicitação e disponibilização nas suas páginas na internet.

Artigo 154.º

**Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referido no artigo 153.º deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição, de acordo com os princípios gerais definidos a este respeito para cada ponto de medição no presente regulamento.

b) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de precisão mínima.

c) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adoptar na verificação no caso de existência de duplo equipamento de medição.

d) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.

e) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.

f) Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.

g) Recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente o número de leituras a efectuar nos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição dos clientes em BTN e BTE, nos restantes pontos de medição a clientes que não disponham de equipamento que permita a telecontagem, bem como as regras relativas à leitura extraordinária de equipamentos de medição.

h) Correção de erros de medição e de leitura.

i) Marcação de leituras extraordinárias.

j) Estimação dos consumos das instalações de clientes.

k) Aplicação de estimativas de consumo sempre que não ocorra a leitura dos equipamentos de medição, devendo observar os princípios da existência de mais do que um método de cálculo das estimativas e da possibilidade de escolha pelo cliente.

l) Aplicação de perfis de consumo a instalações que não disponham de equipamentos de medição com registo horário.

m) Facturação, nos termos previstos no presente regulamento, quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes.

n) Implementação e operação dos sistemas de telecontagem, nos termos do artigo 155.º.

o) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores e comercializadores de último recurso.

p) Disponibilização de informação aos comercializadores e comercializadores de último recurso das quantidades de energia eléctrica fornecidas aos seus clientes em cada período de acerto de contas.

q) Disponibilização pelas entidades que operam as redes dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes.

r) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica.

Artigo 155.º

**Regras relativas a telecontagem**

1 — As regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, incluirão, entre outras, as seguintes matérias:

a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.

b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.

c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.

d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha dos dados de medição.

e) Situações em que é possível efectuar a parametrização remota dos equipamentos de medição e respectivos procedimentos a adoptar.

f) Procedimentos relativos à correção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

g) Regras a adoptar na realização de auditorias externas ao funcionamento dos sistemas de telecontagem, de periodicidade não superior a dois anos, devendo os seus resultados ser comunicados à ERSE.



2 — As disposições relativas à leitura dos equipamentos de medição integrados nos sistemas de telecontagem e previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados devem prever as regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados.

## CAPÍTULO X

### Escolha de comercializador de energia eléctrica

#### SECÇÃO I

#### Elegibilidade para escolha de comercializador de energia eléctrica

Artigo 156.º

##### Clientes elegíveis

São elegíveis para escolha de comercializador de energia eléctrica todas as instalações consumidoras de energia eléctrica.

Artigo 157.º

##### Instalação consumidora

Para efeitos da presente Secção, considera-se instalação consumidora:

- a) A instalação eléctrica licenciada pelas entidades competentes nos termos da regulamentação aplicável.
- b) O conjunto de instalações eléctricas licenciado nos termos da alínea anterior e que de acordo com o respectivo licenciamento obedeça a uma exploração conjunta, nomeadamente, centros comerciais, complexos desportivos, recintos de espectáculos, parques de campismo e similares.
- c) O conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede.

#### SECÇÃO II

#### Escolha do comercializador

Artigo 158.º

##### Escolha do comercializador

1 — A escolha pelo cliente do comercializador de energia eléctrica, para cada instalação consumidora, efectua-se mediante a celebração de um contrato com uma entidade legalmente habilitada a fornecer energia eléctrica.

2 — A mudança de comercializador processa-se nos termos previstos na Secção III do presente Capítulo.

Artigo 159.º

##### Modalidades de contratação

1 — Para efeitos da escolha do comercializador de energia eléctrica, são consideradas modalidades de contratação de energia eléctrica:

- a) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores, nos termos previstos no Capítulo XI.
- b) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores de último recurso, nos termos previstos no Capítulo XI.
- c) A contratação do fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XII.
- d) A celebração de contrato bilateral de fornecimento com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XII.

2 — As modalidades de contratação previstas nas alíneas c) e d) do número anterior são reservadas aos clientes que sejam agentes de mercado, assim definidos nos termos da Secção I do Capítulo XII.

3 — Com a celebração de um contrato de fornecimento, uma das partes compromete-se a disponibilizar e a outra a receber a energia eléctrica contratada aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

4 — O fornecimento de energia eléctrica através de contratos de fornecimento com comercializadores ou comercializadores de último recurso isenta o cliente da celebração de qualquer contrato de uso das redes.

5 — Nos termos do disposto no número anterior, os comercializadores ou comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do acesso às redes dos seus clientes, designadamente pelo pagamento das obrigações decorrentes do acesso às redes, relativamente aos operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas.

Artigo 160.º

#### Fornecimento de energia eléctrica no âmbito do sistema eléctrico público

1 — Os clientes que pretendam aderir ao sistema eléctrico público devem solicitar a celebração de um contrato de fornecimento com o comercializador de último recurso da área geográfica onde se localiza a instalação.

2 — Os clientes que, após cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica com um comercializador, não obtenham de nenhum outro fornecedor condições para a celebração de novo contrato de fornecimento de energia eléctrica podem celebrar contrato de fornecimento com o comercializador de último recurso da área geográfica onde se localiza a instalação, no âmbito das obrigações de serviço universal daquela entidade.

#### SECÇÃO III

#### Mudança de comercializador

Artigo 161.º

##### Princípios gerais

1 — O cliente tem o direito de mudar de comercializador de energia eléctrica até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos, não podendo ser exigido o pagamento de qualquer encargo pela mudança.

2 — O limite ao número de mudanças de comercializador no número anterior não se aplica aos clientes que sejam agentes de mercado.

3 — A mudança de comercializador de energia eléctrica deve considerar os procedimentos necessários para o efeito, a aprovar pela ERSE.

4 — Para efeitos de apuramento dos valores a repercutir em cada contrato, na mudança de comercializador, envolvendo facturações que abrangem um período diferente do acordado para facturação, designadamente, dos encargos de acesso à rede, considerar-se-á uma distribuição diária uniforme desses encargos.

5 — A existência de valores em dívida de um cliente junto de um comercializador de energia eléctrica não deve impedir a mudança para outro comercializador, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

6 — A existência de valores em dívida para com o operador da rede a que a instalação consumidora do cliente se encontra ligada, ou para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, impede este de escolher um outro fornecedor de energia eléctrica.

7 — O processo de mudança de comercializador deve ser objecto de auditorias externas realizadas por entidades independentes, com uma periodicidade mínima de dois anos, cujos resultados devem ser enviados à ERSE.

#### Artigo 162.º

##### Gestão do processo de mudança de comercializador

1 — Os procedimentos e os prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador, considerando os princípios gerais referidos no artigo anterior, bem como a informação a disponibilizar aos agentes envolvidos nas respectivas mudanças, são aprovados pela ERSE.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior e considerando o previsto na alínea *a)* do n.º 2 do artigo 9.º, o operador da rede de distribuição em MT e AT deve apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

#### Artigo 163.º

##### Informação no âmbito da mudança de comercializador

1 — O operador da rede de distribuição em MT e AT, na função de gestão do processo de mudança de comercializador, deve enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação referente a:

- a)* Número de clientes que no mês findo solicitaram a mudança de comercializador, por carteira de comercializador de destino e de origem.
- b)* Número de clientes que no mês findo solicitaram a celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador de último recurso.
- c)* Composição agregada das carteiras de cada comercializador, por nível de tensão e tipo de fornecimento no mês findo.

2 — A informação referida no número anterior deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

- a)* Número de clientes por carteira de comercializador e por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- b)* Número de mudanças de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- c)* Consumo realizado no mês findo, por carteira de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- d)* Potência contratada dos clientes em cada carteira de comercializador, por nível de tensão de fornecimento.

3 — A informação constante dos números anteriores deve ser fornecida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos restantes operadores das redes em formato e frequência a definir por acordo entre as partes.

4 — O operador da rede de distribuição em MT e AT deve ainda enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação sobre os clientes que no mês findo começaram a ser fornecidos no âmbito dos sistemas eléctricos públicos, mencionando, designadamente, o seu número e consumo médio anual por nível de tensão de fornecimento.

## CAPÍTULO XI

### Relacionamento comercial com os clientes de energia eléctrica

#### SECÇÃO I

##### Disposições gerais

#### Artigo 164.º

##### Objecto

O presente Capítulo tem por objecto as regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre comercializadores ou comercializadores de último recurso e os clientes com os quais tenham celebrado contrato de fornecimento de energia eléctrica.

#### Artigo 165.º

##### Protecção dos consumidores

No exercício das suas actividades, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem assegurar a protecção dos consumidores, designadamente quanto à prestação do serviço, ao direito de informação, à qualidade do serviço prestado, às tarifas e preços, à repressão de cláusulas abusivas e à resolução de conflitos, em particular aos consumidores abrangidos pela prestação de serviços públicos considerados essenciais, nos termos da Lei n.º 23/96, de 26 de Julho.

#### Artigo 166.º

##### Relacionamento comercial com os clientes

1 — As regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e os respectivos clientes são as previstas nos artigos seguintes, sem prejuízo de outra legislação aplicável, designadamente em matéria de protecção dos consumidores.

2 — O relacionamento comercial com os clientes é assegurado pelo comercializador ou comercializador de último recurso com quem celebrou um contrato de fornecimento de energia eléctrica, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

3 — As matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas directamente com o operador da rede a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

4 — Considerando o disposto no número anterior, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem informar os seus clientes das matérias a tratar directamente pelo operador da área geográfica onde se localizam as respectivas instalações, indicando os meios de contacto adequados para o efeito.

5 — As regras de relacionamento entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e o operador da rede de distribuição necessárias para operacionalizar o relacionamento comercial com os clientes devem constar do contrato de uso das redes celebrado entre comercializador ou comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição.

6 — Os comercializadores que recorram a métodos de venda agressiva, tais como, os contratos celebrados à distância, vendas ao domicílio e equiparadas, devem publicar um código de conduta que estabeleça as práticas a utilizar neste tipo de vendas, nos termos previstos no RQS.

## SECÇÃO II

### Obrigações de serviço público e de serviço universal

#### Artigo 167.º

#### Obrigações de serviço público

1 — Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem observar no exercício das suas actividades o disposto neste regulamento e na demais legislação aplicável em matéria de obrigações de serviço público.

2 — Nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, são obrigações de serviço público, nomeadamente:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.
- c) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- d) A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.

#### Artigo 168.º

#### Serviço universal

Cumulativamente às obrigações de serviço público, referidas no artigo anterior, os comercializadores de último recurso ficam sujeitos a obrigações de serviço universal, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o solicitem, em observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor, aplicando as tarifas e preços regulados publicados pela ERSE.

#### Artigo 169.º

#### Obrigações de fornecimento

1 — Os comercializadores de último recurso são obrigados, dentro das suas áreas geográficas de actuação, a fornecer energia eléctrica a quem a requisitar, nos termos estabelecidos no presente regulamento e com observância das demais exigências legais e regulamentares, até ao limite de potência requisitada para efeitos de ligação.

2 — A obrigação de fornecimento prevista no número anterior só existe quando as instalações eléctricas estiverem devidamente licenciadas e mantidas em bom estado de conservação e funcionamento, nos termos das disposições legais aplicáveis, e efectuada a respectiva ligação à rede.

3 — Para além do disposto no número anterior, não existe obrigação de fornecimento quando não se encontre regularizado o pagamento de dívidas vencidas provenientes de contratos de fornecimento celebrados entre o mesmo comercializador de último recurso e o mesmo cliente, independentemente da instalação em causa, desde que essas dívidas não tenham sido contestadas junto dos tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos.

4 — No caso de fornecimentos a instalações provisórias e eventuais, a obrigação de fornecimento prevista no n.º 1 fica limitada à existência e à capacidade disponível de rede.

## SECÇÃO III

### Contrato de fornecimento de energia eléctrica

#### Artigo 170.º

#### Contrato de fornecimento de energia eléctrica

1 — Os contratos de fornecimento de energia eléctrica entre os comercializadores e os seus clientes devem especificar, nomeadamente os seguintes aspectos:

- a) A identidade e o endereço do comercializador.
- b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade desses serviços, bem como a data de início do fornecimento.
- c) Outro tipo de serviços que sejam contemplados no contrato, designadamente serviços de manutenção.
- d) A possibilidade de registo como cliente com necessidades especiais, nos termos previstos no RQS.
- e) Os meios através dos quais pode ser obtida informação actualizada sobre as tarifas e preços e outros encargos eventualmente aplicáveis.
- f) A duração do contrato, as condições de renovação e termo do contrato e dos serviços que lhes estejam associados.
- g) Os indicadores e padrões de qualidade de serviço aplicáveis, bem como as compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados.
- h) Os prazos máximos de resposta a pedidos de informação e reclamações que lhes sejam dirigidos.
- i) O método a utilizar para efeitos de resolução de eventuais conflitos.

2 — As condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas do consumidor antes da celebração ou confirmação do contrato de fornecimento.

3 — As condições contratuais devem ainda ser redigidas em linguagem clara e compreensível, sem carácter enganador ou abusivo, em conformidade com o regime jurídico vigente em matéria de cláusulas contratuais gerais.

4 — Os comercializadores devem informar directamente, de forma antecipada e fundamentada, os seus clientes de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes, incluindo as alterações que consistam no aumento de preços livremente acordados entre as partes, caso em que devem ser informados em momento anterior ao período normal de facturação que incluiria esse aumento.

5 — Os clientes são livres de rescindir os contratos celebrados com os comercializadores sempre que não aceitem as novas condições contratuais que lhes forem comunicadas, nos termos do número anterior, devendo ser informados do direito à rescisão do contrato nas referidas circunstâncias.

6 — A cessação do contrato de fornecimento por iniciativa do comercializador só pode ocorrer depois de decorrido um prazo definido na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo X deste regulamento.

#### Artigo 171.º

#### Contrato de fornecimento a celebrar com os comercializadores de último recurso

1 — Além do disposto no artigo 170.º deste regulamento, os contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre os comercializadores de último recurso e os seus clientes devem integrar como condições contratuais gerais um conjunto mínimo de informações apro-

vado pela ERSE, na sequência de propostas apresentadas pelos comercializadores de último recurso, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

2 — A aprovação do conjunto mínimo de informações referido no número anterior deve ser antecedida de consulta às associações de consumidores de âmbito nacional e de interesse genérico e às de interesse específico para o sector eléctrico, as quais se devem pronunciar no prazo máximo de 20 dias úteis após o envio do pedido de consulta.

3 — Salvo acordo entre as partes, o contrato de fornecimento de energia eléctrica tem por objecto uma instalação de utilização.

4 — Para cada instalação, será definida a tensão de fornecimento, a potência contratada e a opção tarifária a considerar para efeitos de facturação.

5 — A cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica pode verificar-se:

- a) Por acordo entre as partes.
- b) Por denúncia por parte do cliente, nos termos previstos no contrato, podendo ser efectuada a todo o tempo no caso dos clientes em BTN.
- c) Pela celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.
- d) Pela entrada em vigor do contrato de uso das redes, no caso dos clientes que sejam agentes de mercado.
- e) Pela interrupção do fornecimento de energia eléctrica, por facto imputável ao cliente, que se prolongue por um período superior a 60 dias.
- f) Por morte do titular do contrato, salvo nos casos de transmissão por via sucessória.
- g) Por extinção da entidade titular do contrato.

#### Artigo 172.º

##### **Contrato de fornecimento de instalações eventuais e provisórias**

1 — No caso de instalações eventuais, a duração do contrato de fornecimento de energia eléctrica é condicionada à duração do evento que a origina.

2 — No caso de instalações provisórias, a renovação do contrato de fornecimento de energia eléctrica fica condicionada aos termos e prazos constantes da respectiva licença.

#### Artigo 173.º

##### **Alteração da potência contratada**

1 — Os clientes em BTN podem, a todo o tempo, solicitar a alteração da potência contratada, até ao limite da potência requisitada.

2 — Sem prejuízo do disposto no artigo 128.º, para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, nos casos em que nas instalações do cliente se tenha procedido a investimentos com vista à utilização mais racional da energia eléctrica, da qual tenha resultado uma redução da potência contratada com carácter permanente, o pedido de redução de potência contratada deve ser satisfeito no mês seguinte.

3 — O aumento de potência contratada, por um cliente abrangido pelo número anterior, antes de decorrido o prazo de 12 meses, concede aos comercializadores de último recurso o direito de actualizar a potência contratada para o valor anterior à redução, bem como o de cobrar, desde a data de redução, a diferença entre o encargo de potência que teria sido facturado se não houvesse redução da potência contratada e o efectivamente cobrado.

#### Artigo 174.º

##### **Características da energia eléctrica fornecida**

1 — Em cada ponto de entrega, a energia eléctrica será fornecida à tensão definida contratualmente, com as tolerâncias estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

2 — Em baixa tensão considera-se, para efeitos contratuais, que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

#### Artigo 175.º

##### **Cedência de energia eléctrica a terceiros**

1 — O cliente não pode ceder a terceiros, a título gratuito ou oneroso, a energia eléctrica que adquire, salvo quando for autorizado pelas autoridades administrativas competentes.

2 — Para efeitos de aplicação do presente artigo, considera-se cedência de energia eléctrica a terceiros a veiculação de energia eléctrica entre instalações de utilização distintas, ainda que tituladas pelo mesmo cliente.

3 — A cedência de energia eléctrica a terceiros, prevista no presente artigo, pode constituir fundamento para a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do artigo 54.º

### SECÇÃO IV

#### **Prestação de caução**

##### Artigo 176.º

##### **Prestação de caução**

1 — Os comercializadores de último recurso podem exigir aos clientes em MAT, AT, MT e BTE a prestação de caução a seu favor, para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 — O não exercício do direito previsto no número anterior, aquando da celebração do contrato, não prejudica que o comercializador de último recurso venha a exigir posteriormente a prestação de caução, designadamente quando se verifique um aumento da potência contratada ou a alteração da opção tarifária.

3 — No caso dos clientes em BTN, salvo os clientes com instalações eventuais e os clientes com instalações provisórias, os comercializadores de último recurso só têm o direito de exigir a prestação de caução nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente.

4 — Os clientes em BTN podem obstar à prestação de caução exigida nos termos do número anterior, se, regularizada a dívida objecto do incumprimento, optarem pela transferência bancária como forma de pagamento das suas obrigações para com os comercializadores de último recurso.

5 — Quando prestada a caução ao abrigo do disposto no n.º 3, se o cliente em BTN vier posteriormente a optar pela transferência bancária como forma de pagamento ou permanecer em situação de cumprimento contratual, continuamente durante o período de dois anos, a caução será objecto de devolução, findo este prazo.

##### Artigo 177.º

##### **Meios e formas de prestação da caução**

Salvo acordo entre as partes, a caução é prestada em numerário, cheque ou transferência electrónica ou através de garantia bancária ou seguro-caução.

## Artigo 178.º

**Cálculo do valor da caução**

1 — O valor da caução deve corresponder aos valores médios de facturação, por cliente, opção tarifária e potência contratada, correspondentes aos seguintes períodos de consumo:

- a) 75 dias, no caso dos clientes em BTN com facturação bimestral.
- b) 45 dias, no caso dos clientes em BTN com facturação mensal.
- c) 60 dias, para os restantes clientes.

2 — Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo do valor da caução.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

## Artigo 179.º

**Alteração do valor da caução**

Prestada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a alteração do seu valor quando se verifique um aumento da potência contratada ou a alteração da opção tarifária, nos termos do disposto no artigo anterior.

## Artigo 180.º

**Utilização da caução**

1 — Os comercializadores de último recurso devem utilizar o valor da caução para a satisfação do seu crédito, quando o cliente interpelado para o pagamento da sua dívida, se mantiver em situação de incumprimento.

2 — Accionada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a sua reconstituição ou o seu reforço em prazo não inferior a dez dias úteis, por escrito, nos termos do disposto no artigo 178.º

## Artigo 181.º

**Restituição da caução**

1 — A caução deve ser restituída ao cliente, sem necessidade de ser solicitada por este, aquando do termo ou da resolução do contrato de fornecimento.

2 — A caução prestada nos termos do presente regulamento considera-se válida até ao termo ou resolução do contrato de fornecimento, qualquer que seja a entidade que nessa data assegure o serviço de fornecimento de energia eléctrica, ainda que não se trate daquela com quem o cliente contratou inicialmente o serviço, podendo o cliente exigir desse comercializador a restituição da caução.

3 — Cessado o contrato de fornecimento de energia eléctrica por qualquer das formas legal ou contratualmente estabelecidas, a quantia a restituir relativa à caução, prestada através de numerário, ou outro meio de pagamento à vista, resultará da actualização do valor da caução, com base no Índice de Preços no Consumidor, depois de deduzidos os montantes eventualmente em dívida.

4 — Para efeitos do disposto no número anterior e no n.º 5 do artigo 176.º, a actualização do valor da caução a restituir é referida à data da prestação ou da última alteração do valor da caução, não podendo ser anterior a 1 de Janeiro de 1999.

5 — Para efeitos do disposto no n.º 3, a referida actualização terá por base o último índice mensal de preços no consumidor, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, excepto habitação, relativo a Portugal continental.

## SECÇÃO V

**Facturação e pagamento**

## Artigo 182.º

**Facturação**

1 — A facturação apresentada pelos comercializadores e comercializadores de último recurso aos seus clientes tem por base a informação sobre os dados de consumo disponibilizada pelos operadores das redes, nos termos do Capítulo IX deste regulamento.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os dados de consumo disponibilizados pelos operadores das redes que sejam obtidos por utilização de estimativas de consumo devem ter em conta o direito do cliente à escolha da metodologia a aplicar, de entre as opções existentes.

## Artigo 183.º

**Periodicidade da facturação**

1 — A periodicidade da facturação da energia eléctrica é objecto de acordo entre os comercializadores, os comercializadores de último recurso e os respectivos clientes, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 — Salvo acordo entre as partes, a facturação dos comercializadores de último recurso aos clientes em BTN é bimestral.

3 — A facturação dos clientes em BTN dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, salvo acordo entre as partes, é mensal.

4 — Para os clientes em BTE, MT, AT e MAT do comercializador de último recurso, salvo acordo entre as partes, a facturação é mensal.

## Artigo 184.º

**Preços a aplicar pelos comercializadores**

1 — Os preços dos fornecimentos de energia eléctrica dos comercializadores aos seus clientes são acordados livremente entre as partes.

2 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, os preços praticados pelos comercializadores incluem uma parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, estabelecidas nos termos do Regulamento Tarifário.

3 — Os preços das tarifas de acesso às redes resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

- a) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- c) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

## Artigo 185.º

**Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso**

1 — Aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos seus clientes são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais, estabelecidas nos termos do Regulamento Tarifário.

2 — As tarifas aplicáveis aos clientes em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos preços relativos a:

- a) Contratação, leitura, facturação e cobrança correspondendo a um termo tarifário fixo.
- b) Potência contratada.
- c) Potência em horas de ponta.
- d) Energia activa.
- e) Energia reactiva.

3 — As tarifas aplicáveis aos clientes em BTN são compostas pelos preços relativos a:

- a) Potência contratada, contratação, leitura, facturação e cobrança.
- b) Energia activa.

4 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

- a) Tarifa de Energia.
- b) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- c) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
- d) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- e) Tarifa de Comercialização de Redes.
- f) Tarifa de Comercialização.

#### Artigo 186.º

##### **Opções tarifárias**

1 — Em cada nível de tensão são colocadas à disposição dos clientes as opções tarifárias estabelecidas no Regulamento Tarifário.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem informar e aconselhar o cliente sobre a opção tarifária que se apresenta mais favorável para o seu caso específico.

3 — A opção tarifária é da escolha do cliente, não podendo ser alterada durante um período mínimo de um ano, salvo acordo em contrário entre as partes.

#### Artigo 187.º

##### **Facturação do termo tarifário fixo, potência contratada e potência em horas de ponta em MAT, AT, MT e BTE pelos comercializadores de último recurso**

1 — Nos fornecimentos de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, os encargos de contratação, leitura, facturação e cobrança correspondem a um termo tarifário fixo, sendo facturados de acordo com os preços fixados para cada nível de tensão, em euros por mês.

2 — Nos fornecimentos de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, os valores da potência contratada e da potência em horas de ponta, calculados de acordo com o estabelecido no Capítulo IX, são facturados por aplicação dos respectivos preços definidos para cada opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kW, por mês.

3 — Para efeitos de facturação, consideram-se como potência contratada e potência em horas de ponta de um conjunto de pontos de entrega a uma instalação consumidora, respectivamente, a soma das potências contratadas e a soma das potências em horas de ponta dos vários pontos de entrega, mesmo no caso de existência de um contrato único.

#### Artigo 188.º

##### **Facturação dos encargos de potência, contratação, leitura, facturação e cobrança em BTN pelos comercializadores de último recurso**

1 — Para fornecimentos de energia eléctrica em BTN pelos comercializadores de último recurso, os encargos de potência contratada, contratação, leitura, facturação e cobrança são facturados de acordo com os preços fixados para cada escalão de potência contratada, em euros por mês.

2 — Para determinação da potência contratada de um cliente com vários pontos de entrega, aplica-se o disposto no n.º 3 do artigo 187.º

#### Artigo 189.º

##### **Facturação de energia activa**

A energia activa fornecida pelos comercializadores de último recurso é facturada por aplicação dos preços definidos para cada período tarifário, por opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kWh.

#### Artigo 190.º

##### **Facturação de energia reactiva**

1 — Apenas há lugar a facturação de energia reactiva nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE.

2 — A energia reactiva consumida designa-se de indutiva e a fornecida à rede designa-se de capacitiva.

3 — A facturação dos encargos de energia reactiva pelos comercializadores de último recurso será efectuada de acordo com as regras a aprovar pela ERSE, na sequência das propostas a apresentar pelos operadores das redes de distribuição nos termos previstos no n.º 6 do artigo 42.º

#### Artigo 191.º

##### **Facturação em períodos que abranjam mudança de tarifário**

1 — A facturação pelos comercializadores de último recurso em períodos que abranjam mudança de tarifário deve obedecer às regras constantes dos números seguintes.

2 — Para efeitos de aplicação dos respectivos preços, os dados de consumo obtidos a partir de leitura ou de estimativa devem ser distribuídos pelos períodos anterior e posterior à data de entrada em vigor do novo tarifário, de forma diária e uniforme.

3 — A facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta deve ser efectuada por aplicação dos preços vigentes em cada período às quantidades correspondentes, considerando uma distribuição diária e uniforme das quantidades apuradas no período a que a factura respeita.

#### Artigo 192.º

##### **Facturação durante a interrupção do fornecimento**

A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente não suspende a facturação da potência contratada e do termo tarifário fixo.

## Artigo 193.º

**Acertos de facturação**

1 — Os acertos de facturação podem ser motivados, designadamente pelas seguintes situações:

- a) Anomalia de funcionamento do equipamento de medição.
- b) Procedimento fraudulento.
- c) Facturação baseada em estimativa de consumo.
- d) Correção de erros de medição, leitura e facturação.

2 — O valor apurado com o acerto de facturação nos contratos celebrados com os comercializadores de último recurso deverá ser liquidado em prazo idêntico ao estipulado para pagamento da factura seguinte à data de comunicação da correção que motivou o acerto de facturação.

3 — Quando o valor apurado no âmbito do acerto de facturação for a favor do comercializador de último recurso, o seu pagamento pode ser fraccionado em prestações mensais, a pedido do cliente, considerando, designadamente o número de meses objecto do acerto de facturação.

4 — Nas situações em que a necessidade de acerto de facturação resulte de facto não imputável ao cliente, às prestações mensais previstas no número anterior não devem crescer quaisquer juros legais ou convencionados.

5 — Os acertos de facturação a efectuar pelos comercializadores de último recurso subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem ter lugar num prazo não superior a seis meses, utilizando, para o efeito, os dados disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, recolhidos a partir de leitura directa do equipamento de medição.

6 — O comercializador de último recurso não será responsável pela inobservância do disposto no número anterior se, cumprido o disposto nos n.ºs 6 e 7 do artigo 147.º do presente regulamento, por facto imputável ao cliente, não foi possível obter os dados de consumo recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição.

## Artigo 194.º

**Acertos de facturação no início e no fim do contrato**

1 — No início do contrato, os valores a facturar da potência contratada, potência em horas de ponta e termo tarifário fixo na primeira factura emitida pelo comercializador de último recurso são calculados, considerando:

- a) O número de dias que corresponde ao período entre a data de activação do contrato de fornecimento e a data de facturação.
- b) As quantidades a facturar relativas à potência contratada e potência em horas de ponta apuradas com base nos valores medidos no período a que a factura respeita.

2 — Na primeira factura, os valores a facturar relativos à potência contratada, à potência em horas de ponta e ao termo tarifário fixo correspondem ao produto do número de dias a que diz respeito a factura por 1/30 dos valores mensais destas variáveis de facturação.

3 — No final do contrato, os valores a considerar na última factura são calculados de acordo com o estabelecido nos números anteriores, considerando o número de dias que corresponde ao período a que diz respeito a última factura e uma distribuição diária e uniforme dos encargos.

## Artigo 195.º

**Factura de energia eléctrica**

1 — As facturas a apresentar pelos comercializadores aos seus clientes devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores facturados.

2 — Os comercializadores devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, evidenciando, nomeadamente, os valores relativos às tarifas de acesso às redes.

3 — Através da factura, inserindo-as no seu conteúdo ou acompanhando o seu envio aos clientes, os comercializadores podem disponibilizar informações consideradas essenciais ao fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre preços, modalidades de facturação e pagamento, padrões de qualidade de serviço e procedimentos sobre resolução de conflitos.

4 — No caso dos comercializadores de último recurso, a factura de energia eléctrica deve incluir a informação referida no número anterior, bem como, a referente a tarifas e preços que inclua informação relativa aos custos de interesse económico geral e quantificação do seu impacto nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

5 — Não é permitido aos comercializadores de último recurso a utilização da factura para fins promocionais de outros produtos ou serviços que não os relacionados com o fornecimento de energia eléctrica.

6 — Além do disposto nos números anteriores, os comercializadores de último recurso devem submeter a apreciação prévia da ERSE o formato e o conteúdo das facturas a apresentar aos respectivos clientes.

## Artigo 196.º

**Rotulagem de energia eléctrica**

1 — Nas facturas de energia eléctrica ou na documentação que as acompanhe ou outro material promocional disponibilizado aos clientes, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem especificar de forma clara e compreensível para os seus clientes as seguintes informações:

- a) A contribuição de cada fonte de energia para o total de energia eléctrica adquirida no ano anterior.
- b) Os impactes ambientais correspondentes aos fornecimentos de energia eléctrica efectuados no ano anterior, designadamente produção de resíduos radioactivos e emissões de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e óxidos de azoto.
- c) As fontes de consulta em que se baseiam as informações disponibilizadas ao público sobre os impactes ambientais resultantes da produção de energia eléctrica comercializada no ano anterior.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, nos casos em que a energia eléctrica é adquirida num mercado organizado ou importada de um país que se situa fora da União Europeia, os comercializadores e os comercializadores de último recurso, na ausência de informação mais rigorosa, podem utilizar indicadores disponibilizados pelos respectivos mercados.

3 — A informação sobre CO<sub>2</sub> e resíduos radioactivos, incluída na informação prevista na alínea b) do n.º 1, deve ser expressa respectivamente em grama/kWh e micrograma/kWh.

4 — Os elementos a disponibilizar aos clientes, nos termos do disposto nos n.ºs 1 e 2, devem incluir informação sobre as consequências ambientais de energia eléctrica por eles utilizada, ao nível da poluição, pelo menos no que se refere às emissões de CO<sub>2</sub> e aos resíduos radioactivos.

5 — Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem enviar anualmente à ERSE, até 31 de Março, as informações disponibilizadas no ano anterior ao abrigo do presente artigo, incluindo as datas e os meios utilizadas para o efeito.

## Artigo 197.º

**Pagamento**

1 — Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem proporcionar aos seus clientes uma ampla escolha quanto aos meios de pagamento, devendo o pagamento ser efectuado nas modalidades acordadas entre as partes.

2 — Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do uso das redes pelos seus clientes, designadamente pelo pagamento das tarifas reguladas aplicadas pelos operadores das redes a que as instalações dos clientes se encontrem ligadas.

3 — Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo pagamento de eventuais compensações definidas nos termos do RQS perante os seus clientes, uma vez recebidos os valores dos operadores das redes.

## Artigo 198.º

**Prazos de pagamento**

O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura dos comercializadores de último recurso é de:

- a) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em MAT, AT, MT e BTE.
- b) 15 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN com facturação bimestral e para a energia eléctrica destinada a iluminação pública.
- c) 10 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN com facturação mensal.

## Artigo 199.º

**Mora**

1 — O não pagamento das facturas dos comercializadores de último recurso dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o cliente em mora e pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do artigo 200.º

2 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

3 — Tratando-se de clientes em BTN dos comercializadores de último recurso, se o valor resultante do cálculo dos juros previsto no número anterior não atingir uma quantia mínima a publicar anualmente pela ERSE, os atrasos de pagamento podem ficar sujeitos ao pagamento dessa quantia, de modo a cobrir exclusivamente os custos de processamento administrativo originados pelo atraso.

4 — Para efeitos do número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

## SECÇÃO VI

**Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente**

## Artigo 200.º

**Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente**

1 — Além do disposto no artigo 54.º deste regulamento, os comercializadores de último recurso podem solicitar ao operador da rede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:

- a) Falta de pagamento no prazo estipulado dos montantes devidos, nos termos do artigo 193.º, do artigo 199.º e do artigo 201.º
- b) Falta de prestação ou de actualização da caução, quando exigível nos termos do artigo 176.º e do artigo 180.º

2 — A interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente só pode ter lugar após pré-aviso a efectuar pelo operador da rede, com uma antecedência mínima de oito dias relativamente à data em que irá ocorrer.

3 — No caso dos clientes em BT, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado.

4 — A falta de pagamento dos montantes apurados em resultado de acerto de facturação, previsto no n.º 5 do artigo 193.º, não deve permitir a interrupção do fornecimento de energia eléctrica quando seja invocada a prescrição ou caducidade, nos termos e pelos meios previstos na lei.

## SECÇÃO VII

**Procedimentos fraudulentos**

## Artigo 201.º

**Procedimentos fraudulentos**

1 — Qualquer procedimento susceptível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia eléctrica ou controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 — A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável.

3 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, as entidades lesadas com o procedimento fraudulento têm o direito de serem ressarcidas das quantias que venham a ser devidas em razão das correcções efectuadas.

4 — A determinação dos montantes previstos no número anterior deve considerar o regime de tarifas e preços aplicável ao período durante o qual perdurou o procedimento fraudulento, bem como todos os factos relevantes para a estimativa dos fornecimentos realmente efectuados, designadamente as características da instalação de utilização, o regime de funcionamento e os fornecimentos antecedentes, se os houver.

5 — No âmbito do contrato de uso das redes, celebrado ao abrigo do RARI, pode ser acordado entre as partes que os encargos devidos em resultado do procedimento fraudulento sejam facturados pelo comercializador aos seus clientes.

6 — O disposto no número anterior não isenta o cliente da responsabilidade pelo pagamento dos encargos resultantes de procedimento fraudulento, a qual não se transfere para o comercializador.



## CAPÍTULO XII

**Regime de mercado**

## SECÇÃO I

**Disposições Gerais**

Artigo 202.º

**Regime de Mercado**

Para efeitos do presente Regulamento, considera-se regime de mercado a contratação de energia eléctrica através das seguintes modalidades:

- a) Contratação de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.
- b) Celebração de contrato bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica.

Artigo 203.º

**Acesso ao regime de mercado**

1 — Estão habilitados a aceder ao regime de mercado as entidades detentoras do estatuto de agente de mercado.

2 — Podem adquirir ou tornar efectivo o estatuto de agente de mercado as seguintes entidades:

- a) Produtor em regime ordinário.
- b) Produtor em regime especial.
- c) Comercializador.
- d) Comercializador de último recurso.
- e) Agente Comercial.
- f) Cliente ou entidade abastecida por co-gerador.
- g) Outros agentes dos mercados organizados não mencionados nas alíneas anteriores.

3 — No caso das entidades mencionadas na alínea f) do número anterior, a efectivação do estatuto de agente de mercado está dependente da verificação das seguintes condições:

- a) O interessado informa previamente a entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador que pretende celebrar um contrato bilateral ou contratar o fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.
- b) Os direitos e obrigações decorrentes do acesso às redes são individualmente atribuídos à entidade que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado, através da celebração de Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente regulamento e no RARI.
- c) O relacionamento comercial da entidade que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado com os operadores das redes é assegurado de acordo com o estabelecido no contrato de uso das redes, nos termos estabelecidos no RARI.

4 — O acesso ao regime de mercado é formalizado com a celebração do Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, devendo o utilizador das redes que seja agente de mercado obedecer às condições nele estabelecidas.

Artigo 204.º

**Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas**

As Condições a integrar no Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, são estabelecidas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto na Secção III do Capítulo III.

## SECÇÃO II

**Mercados organizados**

Artigo 205.º

**Princípios e disposições gerais**

O funcionamento dos mercados organizados baseia-se nos princípios da transparência, da concorrência, da liquidez, da objectividade, da auto-organização e do auto financiamento dos mercados.

Artigo 206.º

**Mercados organizados**

Os mercados organizados são os seguintes:

- a) Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças.
- b) Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física.
- c) Mercados intradiários, que compreendem as transacções referentes aos ajustes ao programa contratado no mercado diário.

Artigo 207.º

**Operadores de mercado**

1 — Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão dos mercados organizados, constituídos nos termos da legislação aplicável ao exercício da actividade.

2 — A actividade dos operadores de mercado deve ser exercida em obediência aos princípios da transparência, objectividade e independência.

3 — Para assegurar a observância dos princípios enunciados no número anterior, os operadores de mercado devem implementar sistemas internos de controlo e promover a realização de auditorias externas por entidades independentes, bem como justificar as decisões tomadas perante todos os agentes de mercado.

4 — Os procedimentos de actuação dos operadores de mercado obedecem a regras próprias, previstas no artigo 210.º, devendo ser disponibilizados a todos os interessados.

Artigo 208.º

**Agentes dos mercados organizados**

1 — A admissão de agentes de mercado nos mercados organizados processa-se de acordo com as regras próprias definidas pelos operadores de mercado, considerando o disposto no artigo 210.º

2 — Podem ser admitidos aos mercados organizados, além das entidades legalmente habilitadas para o efeito, os agentes de mercado definidos nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do presente regulamento.

3 — Os agentes de mercado que participem nos mercados organizados estão sujeitos ao cumprimento das disposições do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas previsto no artigo 33.º

Artigo 209.º

**Condições de participação nos mercados organizados**

As condições de participação dos diversos agentes nos mercados organizados de energia eléctrica, incluindo os direitos, obrigações e prestação de garantias são definidas nas regras próprias dos mercados organizados previstas no artigo 210.º

Artigo 210.º

**Regras dos mercados organizados**

1 — Os operadores de mercado devem assegurar a existência e a divulgação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação nos mercados organizados.

2 — As regras mencionadas no número anterior são sujeitas a registo ou autorização pelas entidades competentes, nos termos da legislação aplicável a mercados organizados, sem prejuízo dos processos de concertação e cooperação estabelecidos entre as entidades de supervisão competentes.

Artigo 211.º

**Comunicação da contratação em mercados organizados**

1 — Os operadores de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, para cada membro participante, as quantidades físicas contratadas.

2 — A comunicação referida no número anterior deverá considerar as quantidades físicas desagregadas por períodos de execução, individualizando as quantidades em que o agente de mercado actua como comprador e como vendedor.

3 — O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações das quantidades físicas contratadas a que se refere o n.º 1 são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

SECÇÃO III

**Contratação bilateral**

Artigo 212.º

**Contratos bilaterais**

1 — Os contratos bilaterais podem ser estabelecidos entre as seguintes entidades:

- a) Dois agentes de mercado.
- b) Um agente de mercado co-gerador e as entidades por ele abastecidas.

2 — Com a celebração de um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar a energia eléctrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

3 — Os agentes de mercado que celebrem contratos bilaterais estão sujeitos ao cumprimento das disposições do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto no artigo 33.º

Artigo 213.º

**Comunicação de celebração de contratos bilaterais**

1 — Os agentes de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, a celebração de contratos bilaterais, indicando os períodos em que o contrato é executado.

2 — As partes contraentes podem acordar que uma das partes assume a responsabilidade pela comunicação de informação relativa à execução do contrato referida no número anterior.

3 — A comunicação das quantidades físicas associadas a contratos bilaterais deve observar as seguintes regras:

- a) Os produtores e os co-geradores contraentes de contratos bilaterais apresentarão ao operador da rede de transporte, no âmbito da função Acerto de Contas, comunicações de concretização de cada contrato bilateral, indicando a unidade de produção e o respectivo período de execução.
- b) Nos casos em que intervenham produtores como entidades adquirentes, deve ser indicada a instalação produtora cuja energia eléctrica será eventualmente substituída pela do contrato em questão, a qual deve ser considerada como instalação consumidora.
- c) As comunicações indicarão, para cada período de acerto de contas de um horizonte semanal de programação, actualizado em base diária, a quantidade de energia eléctrica contratada.
- d) O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações de concretização de contratos bilaterais são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.
- e) Os agentes de mercado que tenham celebrado contratos bilaterais podem proceder a alterações às quantidades programadas nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Artigo 214.º

**Procedimentos de liquidação dos contratos bilaterais**

1 — O processo de liquidação relativo à energia eléctrica contratada através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos contraentes.

2 — A verificação e valorização dos desvios é efectuada pelo operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

## SECÇÃO IV

**Informação sobre o mercado**

## Artigo 215.º

**Informação a prestar pelos operadores de mercado**

1 — Sem prejuízo das regras próprias dos mercados organizados, os operadores de mercado devem assegurar o registo e a divulgação da informação relevante sobre o funcionamento do mercado aos agentes dos mercados organizados, ao público em geral e às entidades de supervisão e regulação.

2 — Sem prejuízo das regras próprias definidas para os mercados organizados quanto ao respectivo conteúdo e forma de divulgação, a informação sobre os mercados organizados deve ser baseada nos seguintes princípios:

- a) A informação a recolher e a divulgar sistematicamente incluirá todos os factos considerados relevantes para a formação dos preços no mercado.
- b) A informação é divulgada simultaneamente a todos os intervenientes no mercado.
- c) A informação deve ser organizada de modo a assegurar a confidencialidade da informação comercialmente sensível relativa a cada agente em particular, sem prejuízo da observância do princípio da transparência sobre o funcionamento do mercado.

## Artigo 216.º

**Informação a prestar pelo Acerto de Contas no âmbito da contratação bilateral**

1 — O operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas, informará os agentes de mercado, na parte que lhes diz respeito, da recepção da comunicação de celebração de contratos bilaterais e da quantidade de energia eléctrica admissível no sistema eléctrico, em função de eventuais restrições técnicas, observando o disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

2 — As obrigações de informação por parte dos agentes de mercado contraentes de contratos bilaterais são estabelecidas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

## Artigo 217.º

**Informação sobre condições do mercado**

1 — Os agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais devem informar o operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

2 — Os factos mencionados no número anterior incluem, designadamente:

- a) Os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.
- b) As indisponibilidades não planeadas dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.
- c) Outros factos que possam determinar restrições não previstas na participação dos produtores de energia eléctrica no mercado, designadamente os que decorram da ruptura, verificada ou iminente, dos abastecimentos de energia primária ou da descida dos níveis dos reservatórios das centrais hídricas de produção de energia eléctrica.

3 — O Acerto de Contas, sempre que considere relevante ou que verifique a não concretização da informação prestada pelos agentes de mercado nos termos dos números anteriores, pode solicitar ao agente em causa informação adicional que permita, designadamente, enquadrar e explicar a não verificação das condições inicialmente comunicadas, tornando públicos, sem perda da confidencialidade legalmente definida, os elementos explicativos apresentados.

4 — Os operadores das redes de distribuição devem igualmente informar o operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de quaisquer ocorrências, designadamente incidentes e constrangimentos, que possam impedir a normal exploração das suas redes e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada.

5 — A comunicação ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços pelos agentes mencionados no presente artigo deve ser imediata.

6 — Compete ao operador da rede de transporte, no âmbito da função de Acerto de Contas, a divulgação pública dos factos de que tenha conhecimento nos termos do presente artigo, de forma célere e não discriminatória.

## PARTE III

**Relacionamento comercial nas Regiões Autónomas**

## CAPÍTULO XIII

**Relacionamento comercial**

## SECÇÃO I

**Concessionária do transporte e distribuição da RAA**

## Artigo 218.º

**Actividades da concessionária do transporte e distribuição**

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve as seguintes actividades:

- a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Eléctrica.
- c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 — A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 — O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão do sistema eléctrico deve obedecer à legislação aplicável e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA previsto no artigo 222.º

## Artigo 219.º

**Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema**

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAA, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAA.

## Artigo 220.º

**Distribuição de Energia Eléctrica**

1 — A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 — A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 — No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuição:

- a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.
- b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.
- c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.
- d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.
- e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.
- f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.
- g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

## Artigo 221.º

**Comercialização de Energia Eléctrica**

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, bem como a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAA responsável pelos serviços de contratação, leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica.

## Artigo 222.º

**Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público**

1 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

- a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.
- b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.
- c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.
- d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.
- e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.
- f) Critérios de segurança da exploração.
- g) Actuação em caso de alteração da frequência.
- h) Planos de deslastre de cargas.
- i) Planos de reposição do serviço.
- j) Plano de indisponibilidades.
- k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.
- l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.
- m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre o sistema eléctrico público e o sistema eléctrico não vinculado.

3 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 — A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuição pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 — A concessionária do transporte e distribuição deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

## SECÇÃO II

**Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

## Artigo 223.º

**Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado**

1 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve as seguintes actividades:

- a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Eléctrica.
- c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 — A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 — O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão técnica do sistema deve obedecer à legislação aplicável, e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM previsto no artigo 227.º

## Artigo 224.º

**Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema**

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAM, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAM.

## Artigo 225.º

**Distribuição de Energia Eléctrica**

1 — A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 — A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 — No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuidor vinculado:

- a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.
- b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.
- c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.
- d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.
- e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.
- f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.
- g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

## Artigo 226.º

**Comercialização de Energia Eléctrica**

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, bem como a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAM responsável pelos serviços de contratação, leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica.

## Artigo 227.º

**Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público**

1 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

- a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.
- b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.
- c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.
- d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.
- e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.
- f) Critérios de segurança da exploração.
- g) Actuação em caso de alteração da frequência.
- h) Planos de deslastre de cargas.
- i) Planos de reposição do serviço.
- j) Plano de indisponibilidades.
- k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.
- l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.
- m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre aquele sistema e o sistema eléctrico não vinculado.

3 — O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 — A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

## SECÇÃO III

**Ligações à rede**

## Artigo 228.º

**Norma remissiva**

Às ligações à rede nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira aplicam-se as disposições constantes do Capítulo VIII deste regulamento, sem prejuízo das regras especificamente aplicáveis, nos termos dos artigos seguintes.

## Artigo 229.º

**Redes**

Para efeitos do disposto na presente secção, consideram-se redes dos sistemas eléctricos públicos as redes já estabelecidas que integram estes sistemas à data da requisição da ligação.

## Artigo 230.º

**Modificações na instalação a ligar à rede**

1 — Para ligações em BT no sistema eléctrico público da RAA e no sistema eléctrico público da RAM, se a potência requisitada for igual ou superior respectivamente a 20 kVA ou a 50 kVA, a concessionária do transporte e distribuição na RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM podem exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

2 — Nas situações previstas no número anterior, aplica-se o disposto nos n.ºs 4 e 5 do artigo 90.º, considerando que as propostas neles referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

## Artigo 231.º

**Elementos de ligação para uso exclusivo e uso partilhado**

1 — Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 4 do artigo 88.º deve ser apresentada, respectivamente pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

2 — Na RAM, para efeitos de ligações em BT, a construção dos elementos de ligação para uso exclusivo é sempre promovida pelo requisitante da ligação.

3 — Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 5 do artigo 94.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

## Artigo 232.º

**Reforço das redes**

Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 6 do artigo 95.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

## Artigo 233.º

**Orçamento**

1 — Considerando o disposto no n.º 2 do artigo 231.º, para efeitos de ligações à rede em BT na RAM que envolvam unicamente a construção de elementos de ligação para uso exclusivo, não é aplicável à concessionária do transporte e distribuidor vinculado o dever de apresentação de orçamento, previsto no Capítulo VIII deste regulamento.

2 — Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do artigo 98.º, relativo aos estudos necessários para a elaboração do orçamento, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

## Artigo 234.º

**Expansão da rede**

As disposições relativas à expansão da rede em BT, constantes do Capítulo VIII deste regulamento, não são aplicáveis às ligações às redes dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

## Artigo 235.º

**Iluminação pública**

1 — No sistema eléctrico público da RAA, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são considerados no âmbito do contrato de concessão de transporte e distribuição de energia eléctrica.

2 — No sistema eléctrico público da RAM, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto de contrato entre a concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o Governo Regional ou os municípios.

## Artigo 236.º

**Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição**

As regras relativas à ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição, previstas na Secção IV do Capítulo VIII do presente regulamento, não são aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nas quais a operação da rede de transporte e a operação da rede de distribuição são exercidas cumulativamente pela mesma entidade.

## Artigo 237.º

**Ligação à rede de instalações produtoras**

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o ponto e o nível de tensão de ligação à rede de instalações produtoras são indicados pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na observância das melhores condições técnicas e económicas para os respectivos sistemas eléctricos.

## Artigo 238.º

**Código do ponto de entrega**

O artigo 119.º relativo à codificação dos pontos de entrega não tem aplicação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

## Artigo 239.º

**Informação no âmbito das ligações às redes**

1 — Os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação técnica necessária à elaboração de estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 — Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do artigo 116.º, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

**SECÇÃO IV****Medição**

Artigo 240.º

**Norma remissiva**

A medição de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deve observar as disposições constantes do Capítulo IX deste regulamento com as adaptações necessárias, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 241.º

**Operadores de redes**

As obrigações e direitos atribuídos ao operador da rede de transporte e aos operadores das redes de distribuição no Capítulo IX consideram-se atribuídas à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, designadamente para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do artigo 142.º, no n.º 2 do artigo 149.º e no n.º 3 do artigo 153.º

Artigo 242.º

**Pontos de medição**

No âmbito da presente secção, e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

- a) As ligações de instalações de produtores às redes.
- b) As ligações das instalações de clientes.

Artigo 243.º

**Fronteira entre redes**

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não se aplicam a Secção IV, Secção V e Secção VI do Capítulo IX do presente regulamento.

**SECÇÃO V****Comercialização de energia eléctrica**

Artigo 244.º

**Disposição especial**

Considerando o disposto no artigo 2.º e no Capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, a actividade de comercialização de energia eléctrica continua a ser exercida nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 245.º

**Norma remissiva**

Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, as disposições constantes do Capítulo XI, relativas aos comercializadores de último recurso em Portugal continental, aplicam-se à concessionária do transporte e distribuição na RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM, no âmbito da sua actividade de comercialização de energia eléctrica.

Artigo 246.º

**Regime de caução**

1 — Para efeitos de aplicação do regime de caução, previsto no artigo 176.º, consideram-se clientes em BTN, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os clientes cuja potência contratada é inferior ou igual a 41,4 kVA.

2 — As propostas sobre o valor da caução, previstas no n.º 3 do artigo 178.º devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 247.º

**Facturação da energia reactiva**

Para efeitos do disposto no n.º 6 do artigo 42.º, na RAA e na RAM, as propostas técnica e economicamente justificadas deve ser apresentadas, respectivamente pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 248.º

**Facturação e pagamento**

1 — Salvo acordo entre as partes, a facturação aos clientes é mensal.

2 — O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura é de:

- a) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em AT, MT e BTE.
- b) 10 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN e para a energia eléctrica destinada a iluminação pública.

Artigo 249.º

**Mora**

Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do artigo 199.º, as propostas nele referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 250.º

**Interrupções de fornecimento**

1 — Sem prejuízo do disposto no número seguinte, no que respeita às interrupções de fornecimento de energia eléctrica aplicam-se as disposições constantes da Secção IV do Capítulo IV e do artigo 200.º

2 — O número máximo de interrupções por razões de serviço nos sistemas eléctricos públicos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de oito por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

## SECÇÃO VI

### Contratos de garantia de abastecimento

#### Artigo 251.º

#### Contrato de garantia de abastecimento

1 — O contrato de garantia de abastecimento é celebrado entre a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e um fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a concessionária se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições.

2 — Quando se considere existirem condições para tal, nos termos do artigo seguinte, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem celebrar contratos de garantia de abastecimento com as seguintes entidades:

- a) Produtores não vinculados.
- b) Co-geradores que pretendam exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes da RAM ao abrigo de legislação específica.

3 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, identificam, até 15 de Setembro de cada ano, as disponibilidades dos sistemas eléctricos públicos para celebrar contratos de garantia de abastecimento.

4 — A informação referida no número anterior deve ser disponibilizada a todos os interessados.

#### Artigo 252.º

#### Condições para a celebração de contratos de garantia de abastecimento

1 — As condições de activação da garantia de abastecimento bem como a contrapartida a pagar são estabelecidas no contrato a celebrar nos termos previstos na presente secção.

2 — As condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração dos contratos de garantia de abastecimento são objecto dos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

3 — Os interessados na celebração de contratos de garantia de abastecimento devem apresentar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM propostas para a celebração dos referidos contratos, observando os procedimentos estabelecidos nos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

#### Artigo 253.º

#### Informação

A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, anualmente, a lista de contratos de garantia de abastecimento celebrados, com informação sobre a duração de cada contrato, bem como a potência garantida e a contrapartida acordada pela garantia de abastecimento.

## SECÇÃO VII

### Produtores de energia eléctrica

#### Artigo 254.º

#### Obrigações de fornecimento dos produtores vinculados

Os produtores vinculados comprometem-se a abastecer em exclusivo os sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas, nos termos dos contratos de vinculação celebrados respectivamente com a concessionária do transporte e distribuição da RAA e com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

#### Artigo 255.º

#### Relacionamento comercial com os produtores

1 — O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado.

2 — O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM é estabelecido através da celebração de um contrato de vinculação.

3 — O relacionamento comercial entre os produtores não vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado.

## CAPÍTULO XIV

### Convergência tarifária

#### Artigo 256.º

#### Âmbito de aplicação

1 — O presente Capítulo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da convergência tarifária de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

2 — As entidades abrangidas pelo presente Capítulo são as seguintes:

- a) A entidade concessionária da RNT.
- b) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.
- c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.



## Artigo 257.º

**Princípios gerais**

1 — O relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária atende ao disposto no artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

2 — Os custos com a convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos em Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são partilhados pelos clientes do SEN.

## Artigo 258.º

**Custos com a convergência tarifária**

1 — Os custos anuais com a convergência tarifária nos sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são publicados pela ERSE e determinados nos termos do Regulamento Tarifário.

2 — Os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são transferidos mensalmente, salvo se a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM acordarem noutra periodicidade.

3 — Os valores mensais a transferir para a concessionária do transporte e distribuição da RAA e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, pela entidade concessionária da RNT, são determinados nos termos do Regulamento Tarifário.

## Artigo 259.º

**Pagamento dos custos com a convergência tarifária**

1 — As formas e os meios de pagamento dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ser objecto de acordo entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 — O prazo de pagamento dos valores mensais relativos aos custos com a convergência tarifária é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

3 — O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a entidade concessionária da RNT em mora.

4 — Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

## PARTE IV

**Garantias administrativas e resolução de conflitos**

## CAPÍTULO XV

**Garantias administrativas**

## Artigo 260.º

**Admissibilidade de petições, queixas e denúncias**

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

## Artigo 261.º

**Forma e formalidades**

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

## Artigo 262.º

**Instrução e decisão**

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

## CAPÍTULO XVI

**Resolução de conflitos**

## Artigo 263.º

**Disposições gerais**

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

2 — Os comercializadores são obrigados a manter um registo actualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.

3 — As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

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

5 — 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.

6 — A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

Artigo 264.º

**Arbitragem voluntária**

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

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

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

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

Artigo 265.º

**Mediação e conciliação de conflitos**

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

2 — Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3 — As regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação são as constantes do Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos aprovado pela ERSE.

4 — 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.

**PARTE V**

**Disposições finais e transitórias**

Artigo 266.º

**Sanções administrativas**

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infração ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório estabelecido em legislação específica.

Artigo 267.º

**Pareceres interpretativos da ERSE**

1 — As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 — Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 — As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 — O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 268.º

**Normas transitórias**

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

2 — Para efeitos de aprovação, os documentos ou propostas previstas no presente regulamento devem ser enviados à ERSE no prazo nele estabelecido.

3 — Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, a ERSE notifica por escrito as entidades obrigadas pelo seu envio, comunicando-lhes quais os documentos que considera desnecessário apresentar, por já lhe terem sido enviados ao abrigo do anterior regulamento e que as disposições deste regulamento não tornam incompatíveis.

4 — A notificação da ERSE deve processar-se no prazo de 10 dias a contar da data da publicação do presente regulamento.

Artigo 269.º

**Norma remissiva**

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

Artigo 270.º

**Fiscalização e aplicação do regulamento**

1 — A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento é da competência da ERSE.

2 — No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos a este diploma, bem como pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 271.º

**Agente Comercial**

As disposições constantes do Capítulo VI do presente regulamento, relativas às atribuições conferidas ao Agente Comercial, deixam de produzir efeitos logo que cessem todos os CAE existentes.

Artigo 272.º

**Interruptibilidade**

1 — Em Portugal continental, o regime de interruptibilidade vigente, que foi objecto de prorrogação pelo Despacho da ERSE n.º 25 101-E/2003, de 11 de Dezembro, publicado no Diário da República, II Série de 31 de Dezembro, mantém-se em vigor enquanto não for aprovado o regime de participação da procura na prestação de serviços de sistema previsto no artigo 30.º, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — A ERSE aprovará uma nova modalidade de interruptibilidade, acessível a todos os clientes do SEN que reúnam as características técnicas adequadas, que permita a participação da procura na gestão do sistema em prazos muito curtos.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, a entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE uma proposta fundamentada, no prazo máximo de 30 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 273.º

#### **Facturação de energia reactiva**

As regras relativas à facturação de energia reactiva estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais, com a redacção aprovada através do Despacho da ERSE n.º 2030 A/2005, de 27 de Janeiro, mantêm-se em vigor até à aprovação das novas regras de facturação previstas no artigo 35.º, no artigo 42.º e no artigo 190.º do presente regulamento.

Artigo 274.º

#### **Encargos com as infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota dos equipamentos de medição**

Nas situações em que a infra-estrutura de telecomunicações já se encontra instalada, o disposto no n.º 2 do artigo 141.º entra em vigor 180 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 275.º

#### **Entrada em vigor**

O presente regulamento entra em vigor a 1 de Julho de 2007.

### **ANEXO II**

#### **Regulamento Tarifário**

#### **CAPÍTULO I**

#### **Disposições e princípios gerais**

Artigo 1.º

##### **Objecto**

1 — O presente Regulamento, editado ao abrigo do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto e da alínea *i*) do artigo 10.º dos estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do sector eléctrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

2 — O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

##### **Âmbito**

1 — O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

*a)* Em Portugal continental:

- i)* Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.
- ii)* Entregas da entidade concessionária da RND aos distribuidores em BT.
- iii)* Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.
- iv)* Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso em BT.
- v)* Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.
- vi)* Utilização das redes da entidade concessionária da RND.
- vii)* Utilização das redes dos distribuidores em BT.

*b)* Na Região Autónoma dos Açores:

- i)* Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.
- ii)* Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

*c)* Na Região Autónoma da Madeira:

- i)* Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.
- ii)* Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 — Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:

*a)* Em Portugal continental:

- i)* Os clientes.
- ii)* Os comercializadores.
- iii)* Os comercializadores de último recurso.
- iv)* Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.
- v)* Os operadores das redes de distribuição em BT.
- vi)* O operador da rede de transporte.
- vii)* O Agente Comercial.
- viii)* Os produtores em regime ordinário.
- ix)* Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.
- x)* Os operadores de mercado.
- xi)* O operador Lógico de Mudança de Comercializador.

- b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:
- i) Os clientes vinculados.
  - ii) Os clientes não vinculados.
  - iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.
  - iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
  - v) Os produtores vinculados.
  - vi) Os produtores não vinculados.
  - vii) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

## Artigo 3.º

**Siglas e definições**

1 — No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT — Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- b) BT — Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- c) BTE — Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas):
  - i) Portugal continental — superior a 41,4 kW.
  - ii) RAA — igual ou superior a 20,7 kW e que seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
  - iii) RAM — superior a 62,1 kW.
- d) BTN — Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com as seguintes potências contratadas):
  - i) Portugal continental — inferior ou igual 41,4 kVA.
  - ii) RAA — inferior ou igual a 215 kVA e que não seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos.
  - iii) RAM — inferior ou igual a 62,1 kVA.
- e) CAE — Contrato de aquisição de energia.
- f) CMEC — Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.
- g) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- h) INE — Instituto Nacional de Estatística.
- i) MAT — Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- j) MT — Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- k) RA — Regiões Autónomas.
- l) RAA — Região Autónoma dos Açores.
- m) RAM — Região Autónoma da Madeira.
- n) RND — Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.
- o) RNT — Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.
- p) SEN — Sistema Eléctrico Nacional.

2 — Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

- a) Activo fixo — imobilizados corpóreo e incorpóreo, conforme definidos no âmbito do Plano Oficial de Contabilidade (POC).
- b) Agente de mercado — entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.
- c) Ajustamento para perdas — mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- d) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.
- e) Co-gerador — entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.
- f) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental.
- g) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal.
- h) Consumos sazonais — consumos referentes a actividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.
- i) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega a clientes, excluindo a comercialização.
- j) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica.
- k) Fontes de energia renováveis — as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.
- l) Fornecimentos a clientes — quantidades envolvidas na facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- m) Índice de preços implícitos no Consumo Privado — variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas «Contas nacionais trimestrais».
- n) Operador da rede — entidade titular de concessão, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND, as entidades titulares da concessão de distribuição de energia eléctrica em BT, a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- o) Operadores de mercado — entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo.
- p) Perdas — diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo.
- q) Período horário — intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.
- r) Produtor em regime especial — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, co-geração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.
- s) Produtor em regime ordinário — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.
- t) Recepção de energia eléctrica — entrada física de energia eléctrica.
- u) Serviços de sistema — serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

v) Transporte — veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

w) Uso das redes — utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

3 — Para efeitos do presente Regulamento e para Portugal continental, utilizam-se as expressões comercializador de último recurso, distribuidor ou operador das redes de distribuição, com os seguintes significados, consoante se empregue o singular ou o plural, nos seguintes termos:

a) No singular:

i) A EDP Serviço Universal, S. A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização de último recurso.

ii) A EDP Distribuição — Energia, S. A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização, distribuição ou operação das redes.

b) No plural: EDP Serviço Universal, S. A., a EDP Distribuição — Energia, S. A., nos termos referidos no número anterior, bem como os demais comercializadores de último recurso e distribuidores em BT.

#### Artigo 4.º

##### Prazos

1 — Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 — Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do artigo 279.º do Código Civil.

3 — Os prazos fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

#### Artigo 5.º

##### Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

b) Uniformidade tarifária, de modo que, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

c) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas actividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia eléctrica.

d) Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

e) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro às empresas reguladas em condições de gestão eficiente.

f) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.

g) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

h) Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores.

## CAPÍTULO II

### Actividades e contas das empresas reguladas

#### Artigo 6.º

##### Actividade do Agente Comercial

Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

#### Artigo 7.º

##### Actividades do operador da rede de transporte em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de transporte em Portugal continental desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Gestão Global do Sistema.

b) Transporte de Energia Eléctrica.

#### Artigo 8.º

##### Actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Redes.

#### Artigo 9.º

##### Actividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

Artigo 10.º

**Actividades da concessionária do transporte e distribuição da RAA**

1 — Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

- a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Eléctrica.
- c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 11.º

**Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

- a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Eléctrica.
- c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 12.º

**Contas reguladas**

1 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem manter actualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.

2 — As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

3 — A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.

4 — As normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.

5 — As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, são aprovadas pela ERSE constituindo as contas reguladas aprovadas.

6 — As contas reguladas, enviadas à ERSE para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.

**CAPÍTULO III**

**Tarifas reguladas**

**SECÇÃO I**

**Disposições gerais**

Artigo 13.º

**Definição das Tarifas**

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

- a) Tarifas de Acesso às Redes.
- b) Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.
- c) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- d) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- e) Tarifa de Energia.
- f) Tarifas de Uso Global do Sistema.
- g) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
  - i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
  - ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
- h) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.
- i) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:
  - i) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
  - ii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
  - iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
- j) Tarifas de Comercialização de Redes:
  - i) Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
  - ii) Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
  - iii) Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
- k) Tarifas de Comercialização:
  - i) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
  - ii) Tarifa de Comercialização em BTE.
  - iii) Tarifa de Comercialização em BTN.
- l) Tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos Comercializadores de Último Recurso em BT.

Artigo 14.º

**Fixação das tarifas**

1 — As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.

2 — O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.

3 — As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória.

4 — No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 3, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

## SECÇÃO II

### Estrutura do tarifário em Portugal continental

#### Artigo 15.º

##### Tarifas e proveitos

1 — As tarifas previstas no presente Capítulo nos termos do Quadro 1 e do Quadro 2 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 — A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

3 — As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

4 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

5 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

6 — As tarifas de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, de Comercialização de Redes em BTE e de Comercialização de Redes em BTN a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes.

7 — As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

8 — A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos à gestão global do sistema, à compra e venda de energia eléctrica do agente comercial e ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.

9 — As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos ao transporte de energia eléctrica.

10 — Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.ºs 8 e 9 coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

11 — A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

12 — Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.ºs 4, 6, 8 e 9, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

13 — As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos clientes dos comercializadores de último recurso e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 4, 6, 7, 8, 9 e 11, nos termos do artigo 16.º

14 — As tarifas de Acesso às Redes aplicam-se às entregas dos operadores das redes de distribuição e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 4, 6, 8 e 9, nos termos do artigo 17.º

15 — Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

#### QUADRO 1

##### Tarifas e proveitos do agente comercial, do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição

Agente Comercial	Operador da Rede de Transporte		Operadores das redes de distribuição		Clientes
Proveitos	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica		UGS <sup>T</sup>	Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS	UGS	MAT
					AT
	Proveitos Actividade de Gestão Global do Sistema				MT
			Diferencial PRE		BT

Agente Comercial	Operador da Rede de Transporte		Operadores das redes de distribuição		Cientes
Proveitos	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
	Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	URT <sub>MAT</sub>	Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT <sub>MAT</sub>	MAT
		URT <sub>AT</sub>		URT <sub>AT</sub>	AT
				MT	
				BT	
			Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	URD <sub>AT</sub>	AT
				URD <sub>AT</sub>	MT
				URD <sub>AT</sub>	BT
				URD <sub>MT</sub>	MT
				URD <sub>MT</sub>	BT
				URD <sub>BT</sub>	BT
			Proveitos Actividade de Comercialização de Redes	Cred <sub>esNT</sub>	MAT
				Cred <sub>esNT</sub>	AT
				Cred <sub>esNT</sub>	MT
				Cred <sub>esBTE</sub>	BT > 41,4 kW
				Cred <sub>esBTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA

QUADRO 2

**Tarifas e proveitos dos comercializadores de último recurso**

Comercializadores de último recurso		Cientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	UGS + URT <sub>MAT</sub> + Cred <sub>esNT</sub>	MAT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + Cred <sub>esNT</sub>	AT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + Cred <sub>esNT</sub>	MT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + URD <sub>BT</sub> + Cred <sub>esBTE</sub>	BT > 41,4 kW
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + URD <sub>BT</sub> + Cred <sub>esBTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C <sub>NT</sub>	MAT
		AT
		MT
	C <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW
	C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

- E Tarifa de Energia.
- UGS<sup>T</sup> Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.
- Diferencial PRE Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.
- URT<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
- URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
- URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
- URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
- URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
- Cred<sub>esNT</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
- Cred<sub>esBTE</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
- Cred<sub>esBTN</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
- C<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
- C<sub>BTE</sub> Tarifa de Comercialização em BTE.
- C<sub>BTN</sub> Tarifa de Comercialização em BTN.



## Artigo 16.º

**Tarifas a aplicar aos clientes dos comercializadores de último recurso**

1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso a clientes de Portugal continental.

2 — As tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Comercialização, aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, conforme estabelecido no Quadro 3.

3 — O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

## QUADRO 3

**Tarifas incluídas nas tarifas de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso**

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
E	X	X	X	X	X
UGS	X	X	X	X	X
URT <sub>MAT</sub>	X	-	-	-	-
URT <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X
URD <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X
URD <sub>MT</sub>	-	-	X	X	X
URD <sub>BT</sub>	-	-	-	X	X
Crede <sub>SNT</sub>	X	X	X	-	-
Crede <sub>SBTE</sub>	-	-	-	X	-
Crede <sub>SBTN</sub>	-	-	-	-	X
C <sub>NT</sub>	X	X	X	-	-
C <sub>BTE</sub>	-	-	-	X	-
C <sub>BTN</sub>	-	-	-	-	X

## Legenda:

E	Tarifa de Energia.
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
Crede <sub>SNT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
Crede <sub>SBTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
Crede <sub>SBTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE.
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN.

## Artigo 17.º

**Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição**

1 — Os clientes ligados às redes do Sistema Público têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT, MT e BT, nos termos do estabelecido no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 — As entregas dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

3 — As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização de Redes, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 4.

4 — Os operadores das redes de distribuição em BT que assegurem exclusivamente entregas em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as componentes da tarifa de Acesso às Redes relativas ao Uso Global do Sistema, ao Uso da Rede de Transporte e ao Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT, pagas pelos comercializadores que sejam agentes de mercado.

5 — As entregas aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT e que optem por adquirir a energia eléctrica para fornecer os seus clientes nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais aplica-se a regra de facturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais.

## QUADRO 4

**Tarifas incluídas nas tarifas de acesso às redes dos operadores das redes de distribuição**

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT <sub>MAT</sub>	X	-	-	-	-
URT <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
URD <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X
URD <sub>MT</sub>	-	-	X	X	X
URD <sub>BT</sub>	-	-	-	X	X
Crede <sub>SNT</sub>	X	X	X	-	-
Crede <sub>SBTE</sub>	-	-	-	X	-
Crede <sub>SBTN</sub>	-	-	-	-	X

## Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
Crede <sub>SNT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
Crede <sub>SBTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
Crede <sub>SBTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.

## Artigo 18.º

**Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

1 — A tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte é aplicada às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 — A tarifa referida no número anterior é composta por duas parcelas:

- a) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 — As tarifas de Uso da Rede de Transporte, referidas na alínea b) do número anterior, são as seguintes:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, para as entregas em MAT.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, para as restantes entregas.

## Artigo 19.º

**Tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos Comercializadores de Último Recurso em BT**

1 — A tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos Comercializadores de Último Recurso em BT é igual à tarifa de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso em MT, podendo o comercializador de Último Recurso em BT escolher a opção tarifária que considere mais vantajosa, de entre as opções previstas para a referida tarifa.

2 — Em alternativa, os comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT podem escolher a regra de facturação opcional estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais.

## Artigo 20.º

**Estrutura geral das tarifas**

1 — Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reactiva fornecida e recebida, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

- a) Nível de tensão.
- b) Período tarifário.

## Artigo 21.º

**Estrutura geral das tarifas reguladas por actividade**

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por actividade estabelecidas no presente Capítulo é a constante do quadro 5.

## QUADRO 5

**Estrutura geral das tarifas por actividade**

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
URT <sub>MAT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT <sub>AT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>AT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>MT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>BT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
Credes <sub>NT</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Credes <sub>BTE</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Credes <sub>BTN</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C <sub>NT</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C <sub>BTE</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C <sub>BTN</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	X

## Legenda:

E	Tarifa de Energia.
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema.
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
Credes <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
Credes <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
Credes <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE.
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN.
TPc	Preço de potência contratada.
TPp	Preço de potência em horas de ponta.
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta.
TWc	Preço da energia activa em horas cheias.
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal.
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio.
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida.
TWrr	Preço da energia reactiva recebida.
TF	Preço do termo tarifário fixo.

## Artigo 22.º

**Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso**

1 — A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso é a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 3 do artigo 16.º e no quadro 5 do artigo 21.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de fornecimento.

2 — Nos fornecimentos em BT, os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

## QUADRO 6

**Estrutura geral das tarifas de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso**

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
MAT	4	UGS URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	Credes <sub>NT</sub> C <sub>NT</sub>
AT	4	UGS URD <sub>AT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	Credes <sub>NT</sub> C <sub>NT</sub>
MT	4	UGS URD <sub>MT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	Credes <sub>NT</sub> C <sub>NT</sub>
BTE	3	UGS URD <sub>BT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		URD <sub>BT</sub>	URD <sub>BT</sub>	Credes <sub>BTE</sub> C <sub>BTE</sub>

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
BTN (3)	3	UGS URD <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		-	-	Crede <sub>s</sub> <sub>BTN</sub> C <sub>BTN</sub>
BTN (2)	2	UGS URD <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		-	-	Crede <sub>s</sub> <sub>BTN</sub> C <sub>BTN</sub>
BTN (1)	1	UGS URD <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		-	-	Crede <sub>s</sub> <sub>BTN</sub> C <sub>BTN</sub>
BTN (IP)	1	-	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> Crede <sub>s</sub> <sub>BTN</sub> C <sub>BTN</sub>		E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> Crede <sub>s</sub> <sub>BTN</sub> C <sub>BTN</sub>		-	-	-

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples e social
- (IP) Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPc Preço de potência contratada
- TPp Preço de potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia activa em horas de ponta
- TWc Preço da energia activa em horas cheias
- TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio
- TWrf Preço da energia reactiva fornecida
- TWrr Preço da energia reactiva recebida
- TF Preço do termo tarifário fixo
- E Tarifa de Energia
- UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
- URT<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
- URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
- Crede<sub>s</sub><sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
- Crede<sub>s</sub><sub>BTE</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
- Crede<sub>s</sub><sub>BTN</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
- C<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
- C<sub>BTE</sub> Tarifa de Comercialização em BTE
- C<sub>BTN</sub> Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 23.º

**Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes**

1 — A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 4 do artigo 17.º e no Quadro 5 do artigo 21.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

2 — Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 7.

QUADRO 7

**Estrutura geral das tarifas de acesso às redes**

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas								
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
MAT	UGS URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub> UGS	URT <sub>MAT</sub> UGS	URT <sub>MAT</sub> UGS	URT <sub>MAT</sub> UGS	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	Crede <sub>s</sub> <sub>NT</sub>
AT	UGS URD <sub>AT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	Crede <sub>s</sub> <sub>NT</sub>

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas								
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrt	TF
MT	UGS URD <sub>MT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>		URD <sub>MT</sub> URD <sub>MT</sub>	Credes <sub>NT</sub>
BTE	UGS URD <sub>BT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>			URD <sub>BT</sub> URD <sub>BT</sub>	Credes <sub>BTE</sub>
BTN (3)	UGS URD <sub>BT</sub>	-	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		-	-	Credes <sub>BTN</sub>
BTN (2)	UGS URD <sub>BT</sub>	-	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>		-	-	Credes <sub>BTN</sub>
BTN (1)	UGS URD <sub>BT</sub>	-		UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>			-	-	Credes <sub>BTN</sub>

## Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias  
(2) Tarifas de BTN bi-horárias  
(1) Tarifas de BTN simples e social  
TPc Preço de potência contratada  
TPp Preço de potência em horas de ponta  
TWp Preço da energia activa em horas de ponta  
TWc Preço da energia activa em horas cheias  
TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal  
TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio  
TWrf Preço da energia reactiva fornecida  
TWrt Preço da energia reactiva recebida  
TF Preço do termo tarifário fixo  
UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição  
URT<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT  
URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT  
URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT  
URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT  
URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT  
Credes<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT  
Credes<sub>BTE</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTE  
Credes<sub>BTN</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTN

## Artigo 24.º

**Períodos tarifários**

1 — Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 — Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

a) Período I .....de 1 de Janeiro a 31 de Março.

b) Período II .....de 1 de Abril a 30 de Junho.

c) Período III .....de 1 de Julho a 30 de Setembro.

d) Período IV .....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 — Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 — O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

5 — O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

6 — A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário, definidos nos Quadros 8.1 e 8.2.

7 — Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

## QUADRO 8

## Duração dos períodos horários

Quadro 8.1 — Ciclo semanal:

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
<b>Segunda a Sexta-feira</b>	<b>Segunda a Sexta-feira</b>
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Sábados</b>	<b>Sábados</b>
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Domingos</b>	<b>Domingos</b>
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Quadro 8.2 — Ciclo diário:

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

## SECÇÃO III

## Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

## Artigo 25.º

## Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 — As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 9 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA.

3 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 — A tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados em MT e as tarifas de Comercialização de Redes em BTE e de Comercialização de Redes em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

5 — As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

6 — A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

7 — A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

8 — Os custos com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

9 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2, 4, 5, 6 e 7, nos termos do artigo 27.º

10 — Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

## QUADRO 9

## Tarifas e Proveitos da Concessionária do transporte e distribuição da RAA

Concessionária do transporte e distribuição da RAA			Clientes			
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados	
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA	SA <sub>AGS</sub>	E	MT	x	-	
			BT	x	-	
	SRAA <sub>AGS</sub>	Incluído nas TVCF	UGS + UR <sub>AT</sub>	MT	x	x
				BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA	SA <sub>D</sub>	UR <sub>AT</sub> + UR <sub>MT</sub>	MT	x	x	
		UR <sub>AT</sub> + UR <sub>MT</sub> + UR <sub>BT</sub>	BT	x	-	
	SRAA <sub>D</sub>	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-	
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA	SA <sub>C</sub>	Crede <sub>SNT</sub>	MT	x	x	
		Crede <sub>BTE</sub>	BT ≥ 20,7 kW	x	-	
		Crede <sub>BTN</sub>	BT ≤ 215 kVA	x	-	
		C <sub>NT</sub>	MT	x	-	
		C <sub>BTE</sub>	BT ≥ 20,7 kW	x	-	
	C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 215 kVA	x	-		
SRAA <sub>C</sub>	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-		

## Legenda:

E	Tarifa de Energia.
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.
UR <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
UR <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
UR <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
UR <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
Crede <sub>SNT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
Crede <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
Crede <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE.
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN.
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais.
SA <sub>AGS</sub>	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental.
SA <sub>D</sub>	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental.
SA <sub>C</sub>	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental.
SRAA <sub>AGS</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema.
SRAA <sub>D</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
SRAA <sub>C</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.

## Artigo 26.º

## Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 — As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 10 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.

3 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 — A tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados em AT e MT e as tarifas de Comercialização de Redes em BTE e de Comercialização de Redes em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

5 — As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

6 — A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

7 — A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

8 — Os custos com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

9 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2, 4, 5, 6 e 7, nos termos do artigo 27.º

10 — Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

## QUADRO 10

## Tarifas e Proveitos da Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			Clientes			
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados	
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM	SM <sub>AGS</sub>	E	AT	x	-	
			MT	x	-	
			BT	x	-	
	UGS + UR <sub>TAT</sub>	AT	x	x		
		MT	x	x		
		BT	x	-		
SRAM <sub>AGS</sub>	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-		
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM	SM <sub>D</sub>	UR <sub>DAT</sub>	AT	x	x	
			UR <sub>DAT</sub> + UR <sub>DMT</sub>	MT	x	x
			UR <sub>DAT</sub> + UR <sub>DMT</sub> + UR <sub>DBT</sub>	BT	x	-
	SRAM <sub>D</sub>	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-	
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM	SM <sub>C</sub>	Cred <sub>esNT</sub>	AT	x	x	
			MT	x	x	
		Cred <sub>esBTE</sub>	BT > 62,1 kW	x	-	
			Cred <sub>esBTN</sub>	BT ≤ 62,1 KVA	x	-
		C <sub>NT</sub>	AT	x	-	
			MT	x	-	
	C <sub>BTE</sub>	BT > 62,1 kW	x	-		
		C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 62,1 kVA	x	-	
SRAM <sub>C</sub>	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-		

## Legenda:

E	Tarifa de Energia.
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição.
UR <sub>TAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
UR <sub>DAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
UR <sub>DMT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
UR <sub>DBT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
Cred <sub>esNT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred <sub>esBTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
Cred <sub>esBTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM <sub>AGS</sub>	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM <sub>D</sub>	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM <sub>C</sub>	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SRAM <sub>AGS</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
SRAM <sub>D</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
SRAM <sub>C</sub>	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

## Artigo 27.º

## Tarifas a aplicar aos clientes vinculados

1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM aplicam-se aos clientes vinculados.

2 — Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à RAA, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

3 — Sem prejuízo do estabelecido na Secção IX do Capítulo V, aplicável à RAM, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

## Artigo 28.º

## Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados

1 — Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Acesso dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.



2 — Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Acesso dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

Artigo 29.º

**Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM**

1 — Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reactiva fornecida e recebida, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

- a) Nível de tensão.
- b) Período tarifário.

Artigo 30.º

**Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados da RAA e da RAM**

A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7 do artigo 23.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de Portugal continental, apresentada no Quadro 4 do artigo 17.º e no Quadro 5 do artigo 21.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

Artigo 31.º

**Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM**

1 — Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

- a) Períodos trimestrais.
- b) Períodos horários.

2 — Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

- a) Período I ..... de 1 de Janeiro a 31 de Março.
- b) Período II ..... de 1 de Abril a 30 de Junho.
- c) Período III ..... de 1 de Julho a 30 de Setembro.
- d) Período IV ..... de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 — Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio.

4 — O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

5 — A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 é definida no Quadro 11.

QUADRO 11

**Duração dos períodos horários na RAA e na RAM**

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 10 h / dia	Vazio normal: 10 h / dia

SECÇÃO IV

**Tarifas de Acesso às Redes**

Artigo 32.º

**Objecto**

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

- a) Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- b) Proveitos permitidos das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes.

2 — As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso das Redes de Distribuição e de Comercialização de Redes.

Artigo 33.º

**Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE**

1 — As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.  
 d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.  
 e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços da energia activa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do artigo 24.º

3 — Os preços da energia activa das entregas em BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

4 — Os preços da energia reactiva são discriminados em:

- a) Preços da energia reactiva indutiva.  
 b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 — Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

6 — A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

#### Artigo 34.º

##### Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN

1 — As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.  
 b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 — Os preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 12.

3 — Os preços da energia activa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

4 — Os preços de energia activa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminadas em 2 períodos horários ou não apresentam diferenciação horária, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

5 — A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

#### QUADRO 12

##### Escalões de potência das tarifas de acesso às redes em BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 - 34,5 - 41,4

#### SECÇÃO V

##### Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental

#### Artigo 35.º

##### Objecto

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os seguintes proveitos:

- a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte, ao uso da rede de distribuição e à comercialização de redes, que coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.  
 b) Proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica e de Comercialização.

2 — As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Comercialização.

#### Artigo 36.º

##### Opções tarifárias

1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais apresentam, em cada nível de tensão, as opções tarifárias indicadas no Quadro 13.

2 — Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 13 valores limites da potência contratada.

3 — Para fornecimentos em AT e MAT, podem ser considerados valores de potência contratada inferiores aos indicados no Quadro 13, por acordo entre o comercializador de último recurso e o cliente final, tendo em conta o estabelecido na alínea a) do artigo 5.º do presente Regulamento e no n.º 2 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/95 de 27 de Julho.

4 — Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

5 — Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

6 — Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

7 — A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh.

8 — As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

9 — A opção tarifária simples dos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA apresenta carácter transitório, sendo extinta no final do primeiro período de regulação estabelecido no presente Regulamento.

## QUADRO 13

## Opções tarifárias das tarifas de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência e Termo Tarifário Fixo (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 a 2,3 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 41,4 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa de Médias Utilizações	> 41,4 kW	x	-	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 41,4 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
Alta Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
Muito Alta Tensão	Tarifa única	≥ 25 MW	x	x	4	x	x

## Notas:

- (1) - x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo  
a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo  
- Não aplicável
- (2) - - Preços sem diferenciação trimestral  
x Preços com diferenciação trimestral
- (3) - 1 Sem diferenciação horária  
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio  
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio  
4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (4) - - Não aplicável  
x Existência de preço correspondente

## Artigo 37.º

## Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE

1 — As opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.  
b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.  
c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.  
d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.  
e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

3 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

4 — Os preços da energia reactiva são discriminados em:

- a) Preços da energia reactiva indutiva.  
b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 — Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V.

6 — A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

## Artigo 38.º

## Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 — As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.  
b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 — Os preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 14.

3 — Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 — Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

5 — A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 — A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

#### QUADRO 14

##### Escalões de potência das opções tarifárias em BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15 - 2,3
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-Horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Simples	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Médias Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-Horária	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-Horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-Horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

#### SECÇÃO VI

##### Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 39.º

##### Objecto

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAA.

2 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA.

Artigo 40.º

##### Opções tarifárias

1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 15.

2 — Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 15 valores limites da potência contratada.

3 — Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 — Os fornecimentos em BT com potência contratada igual ou superior a 20,7 kW e com medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTE.

5 — Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 215 kVA e sem medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTN.

6 — A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada de 1,15 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.

7 — As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

#### QUADRO 15

##### Opções tarifárias das tarifas de venda a clientes finais da RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 17,25 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 17,25 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	20,7 kVA a 215 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 17,25 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	> 17,25 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	-	1	-

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tri-horária	≥ 20,7 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa Tri-horária	-	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) - x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo  
 a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo  
 - Não aplicável
- (2) - - Preços sem diferenciação trimestral  
 x Preços com diferenciação trimestral
- (3) - 1 Sem diferenciação horária  
 2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio  
 3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio  
 4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (4) - - Não aplicável  
 x Existência de preço correspondente

#### Artigo 41.º

##### Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 — As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.  
 b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.  
 c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.  
 d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.  
 e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

3 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

4 — Os preços da energia reactiva são discriminados em:

- a) Preços da energia reactiva indutiva.  
 b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 — Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

6 — A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

#### Artigo 42.º

##### Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 — As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.  
 b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 — Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 16.

3 — Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 — Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

5 — A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 — A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

#### QUADRO 16

##### Escalões de potência das opções tarifárias em BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15
Tarifa Simples	1,15 - 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25
Tarifa Bi-Horária	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25
Tarifa Tri-horária	20,7 - 27,6 - 34,5 - 41,4 - 55,2 - 69,0 - 103,5 - 110,4 - 138,0 - 172,5 - 207,0 - 215,0
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25
Tarifa Sazonal Simples	20,7 - 27,6 - 34,5 - 41,4

## SECÇÃO VII

## Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 43.º

## Objecto

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAM.

2 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 44.º

## Opções tarifárias

1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 17.

2 — Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 17 valores limites da potência contratada.

3 — Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 — Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 62,1 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 — Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 — A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 1,15 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.

7 — As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

## QUADRO 17

## Opções tarifárias das tarifas de venda a clientes finais da RAM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Social	1,15 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa tri-horária	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa tri-horária	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa de MT 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de MT 30 kV	-	x	x	3	x	x
Alta Tensão	Tarifa de AT	≥ 6 MW	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) - x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo  
 a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo  
 - Não aplicável
- (2) - - Preços sem diferenciação trimestral  
 x Preços com diferenciação trimestral
- (3) - 1 Sem diferenciação horária  
 2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio  
 3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio  
 4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (4) - - Não aplicável  
 x Existência de preço correspondente

Artigo 45.º

## Estrutura geral das opções tarifárias de AT, MT e BTE

1 — As opções tarifárias de AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.  
 b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.  
 c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.  
 d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.  
 e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

3 — Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

4 — Os preços da energia reactiva são discriminados em:

- a) Preços da energia reactiva indutiva.  
 b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 — Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção IX do Capítulo V.

6 — A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 46.º

**Estrutura geral das opções tarifárias de BTN**

1 — As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.  
b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 — Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 18.

3 — Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 — Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no artigo 31.º

5 — A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 — A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 18

**Escalões de potência das opções tarifárias em BTN**

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15
Tarifa Simples	1,15 - 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-Horária	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4 - 51,75 - 62,1

SECÇÃO VIII

**Tarifa de Energia**

Artigo 47.º

**Objecto**

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

Artigo 48.º

**Estrutura geral**

1 — A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 — Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.

3 — Os preços de energia activa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 24.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 49.º

**Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão**

1 — Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.

2 — Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 19.

3 — Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 — Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 19

**Preços da tarifa de energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Energia				Aplicação
		TWp	TWc	TWvn	TWsv	
E	4	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	Fornecimentos CR
AT	4	X	X	X	X	Fornecimentos CR

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Energia				Aplicação
		TWp	TWc	TWvn	TWsv	
MT	4	X	X	X	X	Fornecimentos CR
BTE	3	X	X	X		Fornecimentos CR
BTN (3)	3	X	X	X		Fornecimentos CR
BTN (2)	2	X		X		Fornecimentos CR
BTN (1)	1	X				Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	X				Fornecimentos CR

Legenda:

E	Tarifa de Energia
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CR	Comercializadores de último recurso

Artigo 50.º

#### Energia activa a facturar

A energia activa a facturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

### SECÇÃO IX

#### Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 51.º

##### Objecto

1 — A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve proporcionar à entidade concessionária da RNT os proventos permitidos da actividade de Compra e Venda do agente comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

2 — A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que deve proporcionar os proventos a recuperar relativos à Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial, à Gestão Global do Sistema e ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.

Artigo 52.º

##### Estrutura geral

1 — A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por três parcelas em que:

- A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.
- A parcela II permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE.
- A parcela III permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.

2 — A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

- Preços da energia activa da parcela I, definidos em Euros por kWh.
- Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês.
- Preços da energia activa da parcela II, definidos em Euros por kWh.
- Preços da energia activa da parcela III, definidos em Euros por kWh.

3 — Na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, o preço de potência contratada é substituído por um encargo mensal nos termos do artigo 130.º

4 — Os preços de energia activa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual 2,3 kVA.

5 — Os preços de energia aplicáveis às entregas em BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA não incluem o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadráveis nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

6 — Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

7 — A parcela III não tem preços de energia activa em períodos de vazio.

8 — Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

9 — Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

10 — Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do artigo 24.º



## QUADRO 20

## Composição da tarifa de uso global do sistema

Parcela	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv
UGS1	-	X	X	X	X
UGS2	X	X	X	X	X
UGS3	-	X	X	-	-

## Legenda:

UGS1	Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
UGS2	Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
UGS3	Parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema
TPc	Preço de potência contratada
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio

## Artigo 53.º

## Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão

1 — Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.

2 — Nas entregas a clientes de BT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 21.

3 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 — Nas entregas a clientes de iluminação pública o preço da potência contratada é convertido num preço único de energia activa, sem diferenciação horária.

## QUADRO 21

## Preços da tarifa de uso global do sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema					Aplicação
		TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv	
UGS	4	X	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
AT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
MT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTE	3	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (3)	3	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (2)	2	X	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	-	X				Fornecimentos CR

## Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

## Artigo 54.º

**Potência contratada e energia activa a facturar**

A potência contratada e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

## SECÇÃO X

**Tarifas de Uso da Rede de Transporte**

## Artigo 55.º

**Objecto**

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica do operador da rede de transporte em Portugal continental.

2 — A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de energia eléctrica.

## Artigo 56.º

**Estrutura geral**

1 — As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

2 — As tarifas de Uso da Rede de Transporte são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

3 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

4 — Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

5 — Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

6 — Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

7 — Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do artigo 24.º

8 — Os preços da energia reactiva são discriminados em:

- a) Preços da energia reactiva fornecida.
- b) Preços da energia reactiva recebida.

9 — A energia reactiva associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição e pelos comercializadores de último recurso só é facturada a clientes em MAT.

## Artigo 57.º

**Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão**

1 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se às entregas a clientes em MAT.

2 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.

3 — A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

4 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos, de acordo com o Quadro 22, em preços de energia activa nos períodos horários de:

- a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
- b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
- c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5 — Nas entregas a clientes de BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis, nos termos do Quadro 22.

6 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

## QUADRO 22

**Preços da tarifa de uso da rede de transporte em AT a aplicar nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
URT <sub>AT</sub>	4	X	X	X	X	X	X	-
AT	4	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
MT	4	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTE	3	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (3)	3	-	-	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (2)	2	-	-	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1	-	-	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	-	-	X	X	X	X	Fornecimentos CR

Legenda:

URTAT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 58.º

#### Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

### SECÇÃO XI

#### Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 59.º

##### Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 60.º

##### Estrutura geral

1 — As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW por mês.
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por mês.
- Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.
- Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 — Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no artigo 24.º

3 — Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

4 — Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

5 — Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do artigo 24.º

6 — Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:

- Preços da energia reactiva fornecida.
- Preços da energia reactiva recebida.

Artigo 61.º

#### Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

1 — A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT é estabelecida no artigo 60.º

2 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição em AT.

3 — A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em AT.

## Artigo 62.º

**Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT**

1 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 23.

2 — A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

3 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

- a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
- b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
- c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 — Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 23.

5 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

## QUADRO 23

**Preços da tarifa de uso da rede de distribuição em AT nos níveis de tensão e opções tarifárias de MT e BT**

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT								Aplicação
		TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	
URDAT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	-
AT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
MT	4		X	X	X	X	X			Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTE	3		X	X	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (3)	3			X	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (2)	2			X	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1			X	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1			X	X	X				Fornecimentos CR

## Legenda:

URDAT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
CR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

## Artigo 63.º

**Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT**

1 — A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT é estabelecida no artigo 60.º

2 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT.

3 — A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em MT.

## Artigo 64.º

**Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT**

1 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 24.

2 — A tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta, e por preços de energia activa discriminados por período tarifário.

3 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

- a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
- b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
- c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 — Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

5 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 24

**Preços da tarifa de uso da rede de distribuição em MT no nível de tensão e opções tarifárias de BT**

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT								Aplicação
		TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	
URD <sub>MT</sub>	4	X	X	X	X	X	X	X	X	-
MT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTE	3	-	X	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (3)	3	-	-	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (2)	2	-	-	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1	-	-	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	-	-	X	X	X	X	-	-	Fornecimentos CR

**Legenda:**

URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
CR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

**Artigo 65.º****Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT**

1 — A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é estabelecida no artigo 60.º

2 — Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

a) Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa nos períodos horários de:

i) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.

ii) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

c) Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

**Artigo 66.º****Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar**

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

**SECÇÃO XII****Tarifas de Comercialização de Redes****Artigo 67.º****Objecto**

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização de Redes, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes.

**Artigo 68.º****Estrutura geral**

1 — As tarifas de Comercialização de Redes são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de entrega em BT, sendo definidas três tarifas:

a) Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.

b) Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.

c) Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.

2 — As tarifas de Comercialização de Redes são compostas por um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

## SECÇÃO XIII

## Tarifas de Comercialização

Artigo 69.º

## Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

Artigo 70.º

## Estrutura geral

1 — As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

- a) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
- b) Tarifa de Comercialização em BTE.
- c) Tarifa de Comercialização em BTN.

2 — As tarifas de Comercialização são compostas por um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

## CAPÍTULO IV

## Proveitos das actividades reguladas

## SECÇÃO I

## Proveitos do Agente Comercial

Artigo 71.º

## Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC} = \tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}} + \tilde{C}f_{C_{VEE,t}} - \Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC} - \Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{AC} \quad (1)$$

em que:

- $\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC}$  Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}}$  Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano  $t$
- $\tilde{C}f_{C_{VEE,t}}$  Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$
- $\Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC}$  Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano  $t-1$  a incorporar no ano  $t$ , calculados de acordo com a expressão (4).
- $\Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{AC}$  Ajustamento no ano  $t$ , dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em  $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — O diferencial de custo ( $\tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}} = \tilde{C}CAE_{C_{VEE,t}} - \tilde{P}CAE_{C_{VEE,t}} \quad (2)$$

em que:

- $\tilde{C}CAE_{C_{VEE,t}}$  Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano  $t$
- $\tilde{P}CAE_{C_{VEE,t}}$  Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano  $t$ , nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

3 — Os custos de funcionamento ( $\tilde{C}f_{C_{VEE,t}}$ ) são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{C_{VEE,t}} = \tilde{C}_{C_{VEE,t}} + \tilde{A}m_{C_{VEE,t}} + \tilde{A}ct_{C_{VEE,t}} \times \frac{r_{C_{VEE,t}}}{100} \quad (3)$$

em que:

- $\tilde{C}_{C_{VEE,t}}$  Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{A}m_{C_{VEE,t}}$  Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{A}ct_{C_{VEE,t}}$  Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano  $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CVEE,t}$  Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 — Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

5 — O ajustamento  $(\tilde{\Delta R}_{CVEE,t-1}^{AC})$  é determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{\Delta R}_{CVEE,t-1}^{AC} = \left( \tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC} - \left( \tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC} + \tilde{I}_{CVEE,t-1} + \tilde{CO2}_{CVEE,t-1} \right) \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (4)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC}$  Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano  $t-1$

$\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC}$  Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos no ano  $t-1$ , determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (1).

$\tilde{I}_{CVEE,t-1}$  Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI, estimados para o ano  $t-1$ .

$\tilde{CO2}_{CVEE,t-1}$  Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII, estimados para o ano  $t-1$ .

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento  $(\tilde{\Delta R}_{CVEE,t-1}^{AC})$  não se aplica no primeiro ano de implementação deste Regulamento.

6 — O ajustamento  $(\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC})$  é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC} = \left[ \left( R_{CVEE,t-2}^{AC} - \left( R_{CVEE,t-2}^{AC} + I_{CVEE,t-2} + CO2_{CVEE,t-2} \right) \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta R_{CVEE,prov}^{AC} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (5)$$

em que:

$R_{CVEE,t-2}^{AC}$  Proveitos obtidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, transferidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano  $t-2$

$R_{CVEE,t-2}^{AC}$  Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano  $t-2$ , determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (1).

$I_{CVEE,t-2}$  Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI, no ano  $t-2$

$CO2_{CVEE,t-2}$  Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII, no ano  $t-2$ .

$\Delta R_{CVEE,prov}^{AC}$  Valor do ajustamento provisório calculado no ano  $t-2$  de acordo com o n.º 7, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor  $(\tilde{\Delta R}_{CVEE,t-1}^{AC})$

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento  $(\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC})$  não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

## SECÇÃO II

### Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental

#### Artigo 72.º

#### Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema

Os proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{R}_{CMEC,t}^T + \tilde{R}_{GP,t}^T - \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC} \quad (6)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^T$  Proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano  $t$

$\tilde{R}_{GS,t}^T$  Custos de gestão do sistema, previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com o artigo 73.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$  Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com o artigo 74.º

$\tilde{R}_{CMEC,t}^T$	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 75.º
$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Custos com o mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 76.º
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 71.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

#### Artigo 73.º

##### Custos de gestão do sistema

1 — Os custos de gestão do sistema, no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \tilde{Am}_{GS,t} + \tilde{Act}_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} + \tilde{CSS}_{GS,t} + \tilde{CGS}_{GS,t} + \tilde{CGC}_{GS,t} - \tilde{S}_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (7)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{Am}_{GS,t}$	Amortizações dos activos fixos afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previstos para o ano $t$
$\tilde{Act}_{GS,t}$	Valor médio dos activos fixos afectos à gestão do sistema, líquido de amortizações e participações, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à gestão do sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{CSS}_{GS,t}$	Custos dos serviços de sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{CGS}_{GS,t}$	Custos de exploração afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previstos para o ano $t$
$\tilde{CGC}_{GS,t}$	Custos afectos à gestão dos CMEC, previstos para o ano $t$
$\tilde{S}_{GS,t}$	Proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, previstos para o ano $t$
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano $t$ , dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em $t-2$ .

2 — Os activos fixos afectos à gestão do sistema correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental.

3 — Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento ( $\Delta R_{GS,t-2}^T$ ) previsto na expressão (7) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{GS,t-2}^T = \left[ Rf_{UGS,1,t-2}^T - \left( Itr_{GS,t-2}^T + R_{GS,t-2}^T \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (8)$$

em que:

$Rf_{UGS,1,t-2}^T$	Valor facturado por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$
$Itr_{GS,t-2}^T$	Encargos com contratos de interruptibilidade, no ano $t-2$
$R_{GS,t-2}^T$	Custo de gestão do sistema calculados em $t-1$ de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

No primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário o ( $\Delta R_{GS,t-2}^T$ ) é calculado de acordo com o n.º 10 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio.

#### Artigo 74.º

##### Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{Pol,t}^T &= \tilde{RAA}_{Pol,t} + \tilde{RAM}_{Pol,t} - \Delta \tilde{RA}_{Pol,t-1}^T + \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC} + \tilde{Ter}_{Pol,t} + \tilde{REG}_{GS,t} + AdC_{Pol,t} \\ &+ DT_{06 Pol,t}^T + DT_{07 Pol,t}^T + \tilde{OC}_{Pol,t} + \tilde{EC}_{Pol,t} + \tilde{H}_{Pol,t-1} \times (1 - \alpha) - \Delta R_{Pol,t-2}^T \end{aligned} \quad (9)$$



em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano $t$
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto para o ano $t$
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto para o ano $t$
$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pago durante o ano $t-1$
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 71.º
$\tilde{T}er_{Pol,t}$	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano $t$
$\tilde{R}EG_{GS,t}$	Custos com a ERSE previstos para o ano $t$
$AdC_{Pol,t}$	Transferências para a Autoridade da Concorrência, no ano $t$
$DT_{06 Pol,t}^T$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de transporte no ano $t$
$DT_{07 Pol,t}^T$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de transporte no ano $t$
$\tilde{O}C_{Pol,t}$	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano $t$ , nomeadamente, os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
$\tilde{E}C_{Pol,t}$	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, previstos para o ano $t$ , aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente Capítulo.
$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$	Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano $t-1$
$\alpha$	Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	Ajustamento no ano $t$ , dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em $t-2$ .

2 — O custo com a convergência tarifária da RAA ( $\tilde{R}AA_{Pol,t}$ ) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C + RAA_{0607 Pol,t} \quad (10)$$

em que:

$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão ( 64 ) do artigo 91.º, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo com a expressão ( 65 ) do artigo 91.º, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo a expressão ( 66 ) do artigo 91.º, previsto para o ano $t$
$RAA_{0607 Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 92.º

3 — O custo com a convergência tarifária da RAM ( $\tilde{R}AM_{Pol,t}$ ) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C + RAM_{0607 Pol,t} \quad (11)$$

em que:

$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão ( 77 ) do artigo 98.º, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão ( 78 ) do artigo 98.º, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão ( 79 ) do artigo 98.º, previsto para o ano $t$
$RAM_{0607 Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 99.º

4 — O valor previsto do desvio ( $\Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T = \left[ \left( \frac{\tilde{R}AA_{Pol,t-1} + \tilde{R}AM_{Pol,t-1}}{\tilde{R}_{Pol,t-1}^T} \right) \times \tilde{R}fW_{UGS2,t-1}^T - \tilde{R}AA_{Pol,t-1} - \tilde{R}AM_{Pol,t-1} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (12)$$

em que:

- $\tilde{R}AA_{Pol,t-1}$  Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto no ano  $t-2$  para as tarifas de  $t-1$  e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano  $t-1$
- $\tilde{R}AM_{Pol,t-1}$  Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto no ano  $t-2$  para as tarifas de  $t-1$  e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano  $t-1$
- $\tilde{R}_{Pol,t-1}^T$  Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos no ano  $t-2$ , para as tarifas de  $t-1$
- $\tilde{R}fW_{UGS2,t-1}^T$  Valor previsto dos proveitos facturados por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano  $t-1$
- $i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

5 — A parcela associada aos terrenos ( $\tilde{T}er_{Pol,t}$ ) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t} = TER_{Pol\ 9903,t} + \tilde{T}ER_{PolDPH,t} + \tilde{T}ER_{PolZPH,t} \quad (13)$$

em que:

- $TER_{Pol\ 9903,t}$  Valor da renda no ano  $t$  associada à remuneração dos terrenos referente ao anos de 1999 a 2003
- $\tilde{T}ER_{PolDPH,t}$  Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano  $t$
- $\tilde{T}ER_{PolZPH,t}$  Parcela associada aos terrenos afectos à zona de protecção hídrica, prevista para o ano  $t$

a) O valor da renda associada à remuneração dos terrenos referente ao anos de 1999 a 2003 é calculada de acordo com a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, com início em 2006 e actualizada anualmente com a taxa de juro Euribor a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

b) A parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico ( $\tilde{T}er_{PolDPH,t}$ ) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{PolDPH,t} = \tilde{A}m_{PolDPH,t}^{Ter} + \tilde{A}ct_{PolDPH,t}^{Ter} \times \frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (14)$$

em que:

- $\tilde{A}m_{PolDPH,t}^{Ter}$  Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, previstas para o ano  $t$
- $\tilde{A}ct_{PolDPH,t}^{Ter}$  Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano  $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
- $r_{Pol,t}^{Ter}$  Taxa de variação média dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE, relativamente ao mês de Setembro do ano  $t-1$ , em percentagem.

A taxa de remuneração a utilizar no recálculo destes valores, com base em valores ocorridos, corresponde à taxa de variação média dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE, relativamente ao mês de Setembro do ano  $t-3$ , em percentagem.

c) A parcela associada aos terrenos afectos à zona de protecção hídrica ( $\tilde{T}er_{PolZPH,t}$ ) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{PolZPH,t} = \tilde{A}m_{PolZPH,t}^{Ter} + \tilde{A}ct_{PolZPH,t}^{Ter} \times \frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (15)$$

em que:

- $\tilde{A}m_{PolZPH,t}^{Ter}$  Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica, previstas para o ano  $t$
- $\tilde{A}ct_{PolZPH,t}^{Ter}$  Valor dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica, líquido de amortizações e participações, valor a 31 de Dezembro do ano  $t-1$

d) A parcela de remuneração dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica deixa de existir quando a REN passar a receber a renda dos produtores.

6 — Os custos com a ERSE afectos ao sector eléctrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

7 — Os montantes dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, ( $DT_{06\ Pol,t}^T$  e  $DT_{07\ Pol,t}^T$ ), serão recuperados em 10 anuidades, separadamente para 2006 e 2007, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

8 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

9 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica ( $t-1$ ), acrescida de meio ponto percentual.

10 — As anuidades referidas nos números anteriores serão recuperadas mensalmente através da tarifa de Uso Global do Sistema.

11 — O ajustamento  $(\Delta R_{Pol,t-2}^T)$  previsto na expressão (9) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{Pol,t-2}^T = \left[ (RfW_{UGS2,t-2}^T - R_{Pol,t-2}^T) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta RA_{Pol,prov}^T \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (16)$$

em que:

$RfW_{UGS2,t-2}^T$	Valor facturado, no ano $t-2$ , por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
$R_{Pol,t-2}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados em $t-1$ de acordo com a expressão (9), com base nos valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual
$\Delta RA_{Pol,prov}^T$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 4 -incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $(\Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T)$ .

Este ajustamento não se aplica no primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário.

#### Artigo 75.º

##### Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 — Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{CMEC,t}^T = \tilde{P}F_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} - \tilde{C}P_{CMEC,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1} \times \alpha \quad (17)$$

em que:

$\tilde{R}_{CMEC,t}^T$	Custos relativos aos CMEC, para o ano $t$
$\tilde{P}F_{CMEC,t}$	Parcela Fixa dos CMEC calculada de acordo com o estipulado nos artigos 2.º e 3.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano $t$
$\tilde{P}A_{CMEC,t}$	Parcela de Acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no artigo 6.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano $t$
$\tilde{C}P_{CMEC,t}$	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano $t$ .
$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$	Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano $t-1$
$\alpha$	Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC

2 — Os valores mensais previstos pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental a cada produtor  $k$ , no ano  $t$ , são dados por:

$$\tilde{C}_{MEC,k,m} = \tilde{P}F_{CMEC,k,m} + \tilde{P}A_{CMEC,k,m} \quad (18)$$

em que:

$\tilde{C}_{MEC,k,m}$	Valores mensais a pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental ao produtor $k$ , no mês $m$
$\tilde{P}F_{CMEC,k,m}$	Parcela Fixa dos CMEC a pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental ao produtor $k$ , no mês $m$
$\tilde{P}A_{CMEC,k,m}$	Parcela de Acerto dos CMEC a pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental ao produtor $k$ , no mês $m$ .

#### Artigo 76.º

##### Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência

1 — Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{GP,t}^T = \tilde{M}GP_{GP,t} - \Delta R_{GP,t-2}^T \quad (19)$$

em que:

$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano $t$
$\tilde{M}GP_{GP,t}$	Custo com os pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores, previsto para o ano $t$

$\Delta R_{GP,t-2}^T$  Ajustamento no ano  $t$ , dos custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, tendo em conta os valores ocorridos em  $t-2$ .

2 — O ajustamento ( $\Delta R_{GP,t-2}^T$ ) previsto no número anterior é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{GP,t-2}^T = \left( Rf_{UGS3,t-2}^T - R_{GP,t-2}^T \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (20)$$

em que:

$Rf_{UGS3,t-2}^T$  Valor facturado, no ano  $t-2$ , por aplicação dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema

$R_{GP,t-2}^T$  Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados em  $t-1$  de acordo com o número anterior, com base nos valores verificados em  $t-2$

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual

Este ajustamento não se aplica nos dois primeiros anos de implementação do Regulamento Tarifário.

#### Artigo 77.º

##### Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

Os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \tilde{A}m_{URT,t} + \tilde{A}ct_{URT,t} \times \frac{r_{URT,t}}{100} + \tilde{C}_{URT,t} + \tilde{O}C_{URT,t} + \tilde{T}SO_{URT,t} - \tilde{S}_{URT,t} - \Delta R_{URT,t-2}^T \quad (21)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$  Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$

$\tilde{A}m_{URT,t}$  Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano  $t$

$\tilde{A}ct_{URT,t}$  Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano  $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{URT,t}$  Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\tilde{C}_{URT,t}$  Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$

$\tilde{O}C_{URT,t}$  Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica incluindo nomeadamente, os custos com compensação síncrona, previstos para o ano  $t$

$\tilde{T}SO_{URT,t}$  Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano  $t$

$\tilde{S}_{URT,t}$  Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano  $t$

$\Delta R_{URT,t-2}^T$  Ajustamento no ano  $t$ , dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em  $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — Os activos fixos afectos ao transporte ( $\tilde{A}ct_{URT,t}$ ), referidos no número anterior, correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental.

3 — Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento ( $\Delta R_{URT,t-2}^T$ ) previsto na expressão (21) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = \left( Rf_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T - Amb_{URT,t-2} + GCI_{URT,t-2} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (22)$$

em que:

$Rf_{URT,t-2}^T$  Proveitos facturados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano  $t-2$

$R_{URT,t-2}^T$  Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica calculados em  $t-1$ , de acordo com a expressão (21), com base nos valores verificados em  $t-2$

$Amb_{URT,t-2}$  Custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano  $t-2$ , aceites pela ERSE, calculados de acordo com a Secção VII do presente Capítulo

$GCI_{URT,t-2}$  Proveitos provenientes da gestão de congestionamento nas interligações no ano  $t-2$

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

5 — O proveito ( $GCI_{URT,t-2}$ ) corresponde ao valor dos excedentes do mecanismo de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha resultante da diferença entre as receitas geradas e os investimentos destinados ao reforço e desenvolvimento das referidas interligações.

No primeiro anos de implementação do Regulamento Tarifário o ajustamento ( $\Delta R_{URT,t-2}^T$ ) é calculado de acordo com o artigo 74.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio.

### SECÇÃO III

#### Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 78.º

##### Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVAT,t}^D = \tilde{R}_{UGS,t}^D + \tilde{R}_{URT,t}^D \quad (23)$$

em que:

- $\tilde{R}_{CVAT,t}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{R}_{UGS,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com a expressão ( 24 ) do artigo 79.º
- $\tilde{R}_{URT,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com a expressão ( 34 ) do artigo 80.º

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 79.º

##### Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

1 — Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes são obtidos por soma dos proveitos a recuperar nas duas parcelas da tarifa, segundo a expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \tilde{R}_{UGS1,t}^D + \tilde{R}_{UGS2,t}^D + \tilde{R}_{UGS3,t}^D \quad (24)$$

em que:

- $\tilde{R}_{UGS1,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{R}_{UGS2,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano  $t$ .
- $\tilde{R}_{UGS3,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano  $t$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \tilde{R}_{GS,t}^T - \Delta_{UGS1,t-2}^D \quad (25)$$

em que:

- $\tilde{R}_{GS,t}^T$  Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano  $t$ , decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do artigo 73.º
- $\Delta_{UGS1,t-2}^D$  Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano  $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

3 — O ajustamento ( $\Delta_{UGS1,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS1,t-2}^D = \left[ Rf_{UGS1,t-2}^D - \left( Rf_{UGS1,t-2}^T - \Delta_{UGS1,t-4}^D \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (26)$$

em que:

- $Rf_{UGS1,t-2}^D$  Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano  $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $Rf_{UGS1,t-2}^T$  Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano  $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta_{UGS1,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-4$ , por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

No primeiro ano de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 2 do artigo 80.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2.ª série), de 14 de Maio.

4 — Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}P_{UGS2,t}^D \quad (27)$$

em que:

$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano $t$ .

5 — Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = \tilde{R}P_{Pol,t}^T + \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER} + \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR} + DT_{06 Pol,t}^D + DT_{07 Pol,t}^D - \Delta W_{UGS2,t-2}^D \quad (28)$$

em que:

$\tilde{R}P_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com a expressão ( 9 ) do artigo 74.º
$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 83.º
$\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 83.º
$DT_{06 Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano $t$
$DT_{07 Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano $t$
$\Delta W_{UGS2,t-2}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

6 — Os montantes dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual,  $(DT_{06 Pol,t}^D e DT_{07 Pol,t}^D)$ , serão recuperados em 10 anuidades, separadamente para 2006 e 2007, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

7 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

8 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica ( $t-1$ ), acrescida de meio ponto percentual.

9 — As anuidades referidas nos números anteriores serão recuperadas mensalmente através da tarifa de Uso Global do Sistema.

10 — O ajustamento  $(\Delta W_{UGS2,t-2}^D)$  é dado pela expressão:

$$\Delta W_{UGS2,t-2}^D = \left[ RfW_{UGS2,t-2}^D - \left( RfW_{UGS2,t-2}^T + \tilde{S}PRE_{CVEE,t-2}^{FER} + \tilde{S}PRE_{CVEE,t-2}^{FENR} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (29)$$

em que:

$RfW_{UGS2,t-2}^D$	Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$RfW_{UGS2,t-2}^T$	Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
$\tilde{S}PRE_{CVEE,t-2}^{FER}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano $t-2$ para o comercializador de último recurso
$\tilde{S}PRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano $t-2$ para o comercializador de último recurso

$DT_{06 Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano $t-2$
$DT_{07 Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano $t-2$
$\Delta W_{UGS2,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-4$ , por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento ( $\Delta W_{UGS2,t-2}^D$ ) não se aplica no primeiro ano de implementação deste Regulamento.

11 — Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = \tilde{R}_{CMEC,t}^T - \Delta P_{UGS2,t-2}^D \quad (30)$$

em que:

$\tilde{R}_{CMEC,t}^T$	Custos relativos aos CMEC, previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com a expressão (17) do artigo 75.º
$\Delta P_{UGS2,t-2}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação do preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

12 — O ajustamento ( $\Delta P_{UGS2,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta P_{UGS2,t-2}^D = \left[ RfP_{UGS2,t-2}^D - \left( \sum_{m=1}^{12} Enc_{t-2m}^{CMEC} - \Delta P_{UGS2,t-4}^D \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (31)$$

em que:

$RfP_{UGS2,t-2}^D$	Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação do preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$Enc_{t-2m}^{CMEC}$	Pagamento mensal da tarifa de Uso Global do Sistema no âmbito dos CMEC, facturado pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano $t-2$ , no mês $m$ , ao operador da rede de distribuição em Portugal continental, nos termos do artigo 130.º
$\Delta P_{UGS2,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-4$ , por aplicação do preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

13 — Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS3,t}^D = \tilde{R}_{GP,t}^T - \Delta_{UGS3,t-2}^D \quad (32)$$

em que:

$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano $t$ , decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o artigo 76.º
$\Delta_{UGS3,t-2}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

14 — O ajustamento ( $\Delta_{UGS3,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS3,t-2}^D = \left[ Rf_{UGS3,t-2}^D - \left( Rf_{UGS3,t-2}^T - \Delta_{UGS3,t-4}^D \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (33)$$

em que:

$Rf_{UGS3,t-2}^D$	Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$Rf_{UGS3,t-2}^T$	Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano $t-2$ , por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
$\Delta_{UGS3,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-4$ , por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento  $\Delta_{UGS3,t-2}^D$  não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

#### Artigo 80.º

##### **Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes**

1 — Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^D = \tilde{R}_{URT,t}^T - \Delta R_{URT,t-2}^D \quad (34)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^D$  Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano  $t$

$\tilde{R}_{URT,t}^T$  Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com a expressão ( 21 ) do artigo 77.º

$\Delta R_{URT,t-2}^D$  Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano  $t-2$ , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — O ajustamento ( $\Delta R_{URT,t-2}^D$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^D = \left[ Rf_{URT,t-2}^D - \left( Rf_{URT,t-2}^T - \Delta R_{URT,t-4}^D \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (35)$$

em que:

$Rf_{URT,t-2}^D$  Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano  $t-2$  por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$Rf_{URT,t-2}^T$  Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t-2$  por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

$\Delta R_{URT,t-4}^D$  Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano  $t-4$ , por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

#### Artigo 81.º

##### **Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \sum_{j=1}^2 \left( F_{URD,j,t} + P_{URD,j,t} \times \tilde{E}_{URD,j,t} + \tilde{P}AR_{URD,j,t} - \Delta R_{URD,j,t-2}^D \right) \quad (36)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$

$j$  Níveis de tensão  $j=1$ , para AT e MT e  $j=2$ , para BT

$F_{URD,j,t}$  Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , por nível de tensão  $j$

$P_{URD,j,t}$  Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão  $j$ , no ano  $t$ , em Euros por kWh

$\tilde{E}_{URD,j,t}$  Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão  $j$  a clientes e a redes de nível de tensão inferior, no ano  $t$ , em kWh

$\tilde{P}AR_{URD,j,t}$  Custos com o Plano de Apoio à Reestruturação afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, aceites pela ERSE, por nível de tensão  $j$ , previstos para o ano  $t$

$\Delta R_{URD,j,t-2}^D$  Ajustamento no ano  $t$ , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão  $j$ , no ano  $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.



2 — A componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação ( $F_{URD,j,1}$ ) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{URD,j,t} = \begin{cases} F_{URD,j,1} & t=1 \\ F_{URD,j,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{URD,F,j}}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (37)$$

em que:

$F_{URD,j,1}$	Componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão $j$
$F_{URD,j,t-1}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$ , por nível de tensão $j$
$IPC_{t-1}$	Variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano $t-1$ , em percentagem, publicada pelo INE
$X_{URD,F,j}$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , em percentagem.

3 — A componente variável unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição é fixada para o primeiro ano do período de regulação ( $P_{URD,j,1}$ ) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{URD,j,t} = \begin{cases} P_{URD,j,1} & t=1 \\ P_{URD,j,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{URD,P,j}}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (38)$$

em que:

$P_{URD,j,1}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , no primeiro ano do período de regulação, em Euros por kWh
$P_{URD,j,t-1}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , no ano $t-1$ , em Euros por kWh
$IPC_{t-1}$	Variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em Junho do ano $t-1$ , em percentagem, publicada pelo INE
$X_{URD,P,j}$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , em percentagem.

4 — O ajustamento ( $\Delta R_{URD,j,t-2}^D$ ) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,j,t-2}^D = \left( Rf_{URD,j,t-2} - R_{URD,j,t-2} - PP_{URD,j,t-2} - RQS_{URD,t-2} - Amb_{URD,j,t-2} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (39)$$

em que:

$Rf_{URD,j,t-2}$	Proveitos facturados por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano $t-2$
$R_{URD,j,t-2}$	Proveitos permitidos por nível de tensão para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ , de acordo com a expressão (36), com base nos valores verificados em $t-2$ . Os valores do Plano de Apoio à Reestruturação são aceites de acordo com o relatório de execução estabelecido no n.º 18 -do artigo 152.º
$PP_{URD,j,t-2}$	Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o estabelecido na secção VIII do presente Capítulo
$RQS_{URD,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o estabelecido na secção IX do presente Capítulo
$Amb_{URD,j,t-2}$	Custos por nível de tensão relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$ , aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental», conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

## Artigo 82.º

**Proveitos da actividade de Comercialização de Redes**

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{Credes,t}^D = \sum_j \tilde{R}_{Credes,j,t}^D = \sum_j \left( \tilde{Act}_{Credes,j,t} \times \frac{r_{Credes,t}}{100} + \tilde{Am}_{Credes,j,t} + \tilde{C}_{Credes,j,t} + \tilde{Cmf}_{Credes,j,t} + \tilde{PAR}_{Credes,j,t} - \tilde{S}_{Credes,j,t} - \Delta R_{Credes,j,t-2}^D \right) \quad (40)$$

em que:

$\tilde{R}_{Credes,t}^D$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN
$\tilde{R}_{Credes,j,t}^D$	Proveitos permitidos por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Act}_{Credes,j,t}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade, por nível de tensão $j$ , incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_{Credes,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Redes, fixada para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{Am}_{Credes,j,t}$	Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{C}_{Credes,j,t}$	Custos da estrutura comercial, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , afectos à actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{Cmf}_{Credes,j,t}$	Custos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , afectos à actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{PAR}_{Credes,j,t}$	Custos com o Plano de Apoio à Reestruturação afectos à actividade de Comercialização de Redes, aceites pela ERSE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{S}_{Credes,j,t}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Redes que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\Delta R_{Credes,j,t-2}^D$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , em conta os valores ocorridos em $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — Os custos ( $\tilde{C}_{Credes,j,t}$ ) incluem a leitura, a contratação, o tratamento e a disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança, o atendimento presencial e telefónico.

3 — Os custos ( $\tilde{Cmf}_{Credes,j,t}$ ) previstos na expressão (40) são dados por:

$$\tilde{Cmf}_{Credes,j,t} = \tilde{Cf}_{Credes,j,t} + \tilde{Amf}_{Credes,j,t} + \tilde{Actf}_{Credes,j,t} \times \frac{r_{Credes,t}}{100} \quad (41)$$

em que:

$\tilde{Cf}_{Credes,j,t}$	Custos de exploração relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , afectos à actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{Amf}_{Credes,j,t}$	Amortizações do activo fixo afecto à gestão do processo de mudança de fornecedor, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , na actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, previstas para o ano $t$
$\tilde{Actf}_{Credes,j,t}$	Valor médio dos activos fixos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor, afectos a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano.
$r_{Credes,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Redes, fixada para o período de regulação, em percentagem

4 — O ajustamento ( $\Delta R_{Credes,j,t-2}^D$ ) previsto na expressão (40) é dado por:

$$\Delta R_{Credes,j,t-2}^D = \left( R_{Credes,j,t-2}^D - \tilde{R}_{Credes,j,t-2}^D - \Delta PAR_{Credes,j,t-2} - \Delta Cmf_{Credes,j,t-2} \right) \times \left( 1 + \frac{i^E}{100} \right)^2 \quad (42)$$

em que:

- $Rf_{Credes,j,t-2}^D$  Proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, por nível de tensão ou tipo de fornecimento  $j$ , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes no ano  $t-2$
- $\tilde{R}_{Credes,j,t-2}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento  $j$ , com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização de Redes para vigorar no ano  $t-2$
- $\Delta PAR_{Credes,j,t-2}$  Ajustamento, no ano  $t-2$ , dos custos com o Plano de Apoio à Reestruturação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento  $j$ , de acordo com o relatório de execução estabelecido no n.º 19 do artigo 152.º
- $\Delta Cmf_{Credes,j,t-2}$  Ajustamento, no ano  $t-2$ , dos custos com a gestão do processo de mudança de fornecedor, por nível de tensão ou tipo de fornecimento  $j$ , de acordo com o relatório de execução, conforme estabelecido nos n.ºs 16 a 18 do artigo 152.º
- $i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

#### SECÇÃO IV

#### Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 83.º

##### Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER} + \tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FENR} + \tilde{R}_{E,t}^{CR} \quad (43)$$

em que:

- $\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$  Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER}$  Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano  $t$
- $\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FENR}$  Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano  $t$
- $\tilde{R}_{E,t}^{CR}$  Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica previstos para o ano  $t$ , calculados de acordo com o artigo 84.º

2 — O diferencial de custo ( $\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER} = \tilde{PRE}_{CVEE,t}^{FER} - \tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FER} \times \tilde{P}m_t^{PRO} - \Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (44)$$

em que:

- $\tilde{PRE}_{CVEE,t}^{FER}$  Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, incluindo as energias de desvio, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FER}$  Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano  $t$
- $\tilde{P}m_t^{PRO}$  Preço médio com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime ordinário, incluindo as energias de desvio, para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano  $t$
- $\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}$  Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais.
- $i_{t-1}^E$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

3 — O diferencial de custo ( $\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FENR}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FENR} = \tilde{PRE}_{CVEE,t}^{FENR} - \tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FENR} \times \tilde{P}m_t^{PRO} - \Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (45)$$

em que:

- $\tilde{PRE}_{CVEE,t}^{FENR}$  Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados os termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano  $t$
- $\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FENR}$  Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial, não enquadrados os termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano  $t$

$\tilde{P}m_t^{MO}$	Preço médio com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime ordinário para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$
$\Delta SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$	Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais.
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 84.º

**Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso**

1 — Os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \tilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR} - \Delta R_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{CVEE,t}^{CR} \quad (46)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}$	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}$	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\Delta R_{E,t-1}^{CR}$	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano $t-1$ a incorporar no ano $t$ , calculados de acordo com a expressão (49)
$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano $t$ dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano $t-2$
$\Delta TVCF_{CVEE,t}^{CR}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano $t$ .

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — Os custos ( $\tilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}$ ) previstos na expressão (46) são dados por:

$$\tilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{C}B_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{M}O_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{L}L_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{O}C_{CVEE,t}^{CR} + (\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FER} + \tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FENR}) \times \tilde{P}m_t^{PRO} \quad (47)$$

em que:

$\tilde{C}B_{CVEE,t}^{CR}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais do comercializador de último recurso, aceite pela ERSE, previsto para o ano $t$
$\tilde{M}O_{CVEE,t}^{CR}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados pelo comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$ .
$\tilde{L}L_{CVEE,t}^{CR}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões pelo comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$ .
$\tilde{O}C_{CVEE,t}^{CR}$	Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano $t$ .
$\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FER}$	Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial produzida a partir de fontes de energia renováveis, no ano $t$
$\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE,FENR}$	Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial produzida a partir de fontes de energia não renováveis, no ano $t$
$\tilde{P}m_t^{PRO}$	Preço médio com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime ordinário para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, previsto para o ano $t$ .

3 — Os custos ( $\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}$ ) previstos na expressão (46) são dados por:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{A}m_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{A}ct_{CVEE,t}^{CR} \times \frac{r_{CVEE,t}^{CR}}{100} \quad (48)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVEE,t}^{CR}$	Custos de exploração afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{A}m_{CVEE,t}^{CR}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstas para o ano $t$

$\tilde{Act}_{C_{VEE,t}}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_{C_{VEE,t}}^{CR}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 — O ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR})$  é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} = (\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad (49)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos no ano $t-1$ , determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (46)
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR})$  não se aplica no primeiro ano de vigência deste Regulamento.

5 — O ajustamento  $(\Delta R_{E,t-2}^{CR})$  previsto na expressão (46) é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR} = \left[ R_{E,t-2}^{CR} - (R_{E,t-2}^{CR} - UP_{C_{VEE,t-2}}^{CR}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta R_{E,prov}^{CR} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad (50)$$

em que:

$R_{E,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-2$
$R_{E,t-2}^{CR}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, determinados com base nos valores ocorridos em $t-2$ , calculados pela expressão (46)
$UP_{C_{VEE,t-2}}^{CR}$	Proveitos decorrentes de recuperação de dívidas de clientes anteriores a 1999, em $t-2$ , cujos montantes se encontravam provisionados
$\Delta R_{E,prov}^{CR}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 4, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $(\Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR})$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Nos dois primeiros anos de aplicação deste Regulamento, este ajustamento corresponde à soma dos ajustamentos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º e dos n.ºs 2 a 5 do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio.

6 — Os ajustamentos anuais previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário são facturados em duodécimos pelo agente comercial ao comercializador de último recurso.

7 — O desvio  $(\Delta TVCF_{C_{VEE,t}}^{CR})$  é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{C_{VEE,t}}^{CR} = \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (51)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar nos proveitos do ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 139.º
$\Delta_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 139.º

Artigo 85.º

#### Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t}^{CR} - UP_{CVATD,t-2}^{CR} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (52)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano $t$
----------------------------	--

$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano $t$
$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano $t$
$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano $t$
$\tilde{R}_{Credes,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano $t$
$UP_{CVATD,t-2}^{CR}$	Proveitos decorrentes de recuperação de dívidas de clientes anteriores a 1999, em $t-2$ , cujos montantes se encontravam provisionados
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

#### Artigo 86.º

#### Proveitos da actividade de Comercialização

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left( \tilde{Act}_{C,j,t} \times \frac{r_{C,t}}{100} + \tilde{Am}_{C,j,t} + \tilde{C}_{C,j,t} + \tilde{PAR}_{C,j,t} - \tilde{S}_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right) \quad (53)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN
$\tilde{R}_{C,j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Act}_{C,j,t}$	Valor médio do activo fixo, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_{C,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo, afecto à actividade de Comercialização, fixada para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{Am}_{C,j,t}$	Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{C}_{C,j,t}$	Custos da estrutura comercial, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , afectos à actividade de Comercialização e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{PAR}_{C,j,t}$	Custos do Plano de Apoio à Reestruturação afectos à actividade de Comercialização, aceites pela ERSE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{S}_{C,j,t}$	Proveitos da actividade Comercialização que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , previstos para o ano $t$
$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , relativa ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — Os custos ( $\tilde{C}_{C,j,t}$ ) incluem a leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança, o atendimento presencial e telefónico.

3 — O ajustamento ( $\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$ ) previsto na expressão (53) é dado por:

$$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR} = \left[ R_{C,j,t-2}^{CR} - \tilde{R}_{C,j,t-2}^{CR} + UP_{C,j,t-2}^{CR} - \Delta PAR_{C,j,t-2}^{CR} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (54)$$

em que:

$R_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano $t-2$
$\tilde{R}_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização para vigorar no ano $t-2$

$UP_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos decorrentes de recuperação de dívidas de clientes anteriores a 1999, em $t-2$ , cujos montantes se encontravam provisionados, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$
$\Delta PAR_{C,j,t-2}^{CR}$	Ajustamento, no ano $t-2$ , dos custos com o Plano de Apoio à Reestruturação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento $j$ , de acordo com o relatório de execução estabelecido no n.º 19 -do artigo 156.º
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

## SECCÃO V

## Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 87.º

## Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AGS} = \tilde{C}_{SPA,t}^{AGS} + \tilde{C}_{SLA,t}^{AGS} + \tilde{A}m_t^{AGS} + \tilde{A}ct_t^{AGS} \times \frac{r_t^{AGS}}{100} + \tilde{C}_t^{AGS} + \tilde{F}_t^{AGS} - \tilde{S}_t^{AGS} + SNA_{06,07,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{AGS} \quad (55)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}_{SPA,t}^{AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}_{SLA,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano $t$
$\tilde{A}m_t^{AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados, previstas para o ano $t$
$\tilde{A}ct_t^{AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{AGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_t^{AGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{F}_t^{AGS}$	Custos com o fuelóleo previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano $t$
$\tilde{S}_t^{AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$SNA_{06,07,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 92.º
$\Delta R_{t-2}^{AGS}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados do sistema público da RAA incluído em  $\left( \tilde{C}_{SLA,t}^{AGS} \right)$  é fixado anualmente.

3 — O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

4 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_t^{AGS} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com o fuelóleo), os fornecimentos e serviços externos, os materiais diversos e os custos com pessoal.

5 — Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica  $\left( \tilde{F}_t^{AGS} \right)$  são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no artigo 88.º

6 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{t-2}^{AGS} \right)$  previsto na expressão (47) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{AGS} = \left( R_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{AGS} + GA_{t-2}^{AGS} + CO2_{t-2}^{AGS} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (56)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{AGS}$	Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano $t-2$
$SA_{t-2}^{AGS}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ , relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 91.º
$SRAA_{t-2}^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$R_{t-2}^{AGS}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 47 ), com base em valores verificados em $t-2$
$GA_{t-2}^{AGS}$	Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$
$CO2_{t-2}^{AGS}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII, no ano $t-2$ .
$\Delta_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano $t-2$ , a incorporar nos proveitos do ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 142.º
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 88.º

#### Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano  $t$ , são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{AGS} = \sum_k \left\{ \left[ a \times \tilde{F}380u_t^A + (1-a) \times \tilde{G}u_t^A \right] \times \tilde{Q}f_{k,t}^A + \tilde{C}_{k,t}^A \right\} \quad ( 57 )$$

em que:

$\tilde{F}_t^{AGS}$	Custo com o fuelóleo previsto consumir na produção de energia eléctrica, no ano $t$
$k$	Ilha $k$ da RAA
$a$	Percentagem do fuelóleo 380 utilizado na composição do fuelóleo consumido na ilha $k$ para produção de energia eléctrica, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
$\tilde{F}380u_t^A$	Custo unitário do fuelóleo 380 previsto adquirir para produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t$ , custeado até ao porto da primeira descarga, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada
$\tilde{G}u_t^A$	Custo unitário do gasóleo, custeado até ao porto da primeira descarga, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada, previsto para o ano $t$
$\tilde{Q}f_{k,t}^A$	Quantidade de fuelóleo para produção de energia eléctrica prevista consumir, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t$ , na ilha $k$ , em toneladas
$\tilde{C}_{k,t}^A$	Custo com a descarga, o armazenamento e o transporte do fuelóleo previsto consumir no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do porto da primeira descarga até às centrais da ilha $k$ , previsto para o ano $t$ .

2 — O custo unitário do fuelóleo 380 ( $\tilde{F}380u_t^A$ ) é determinado do seguinte modo:

$$\tilde{F}380u_t^A = \text{Min} \left[ \left( \frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}u_t^c + \left( 1 - \frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}380u_{t-1}^A; \tilde{F}380u_{E_t}^A \right] \quad ( 58 )$$

em que:

$t$	Ano de aplicação, com $t=1, \dots, 6$
$\tilde{F}u_t^c$	Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica em Portugal continental, previsto para o ano $t$ , custeado até ao porto de primeira descarga, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada
$\tilde{F}380u_{t-1}^A$	Custo unitário do fuelóleo 380 estimado em $t-1$ , custeado até ao porto de primeira descarga, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada
$\tilde{F}380u_{E_t}^A$	Custo unitário do fuelóleo 380, previsto pela concessionária do transporte e distribuição da RAA para o ano $t$ , custeado até ao porto de primeira descarga, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada.



## Artigo 89.º

**Proveitos da actividade de Distribuição de Energia eléctrica da RAA**

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AD} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AD} = \sum_j \left( \tilde{Am}_{j,t}^{AD} + \tilde{Act}_{j,t}^{AD} \times \frac{r_t^{AD}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{AD} - \tilde{S}_{j,t}^{AD} + SNA_{0607,j,t}^{AD} - \Delta R_{j,t-2}^{AD} \right) \quad (59)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AD}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{AD}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Am}_{j,t}^{AD}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{Act}_{j,t}^{AD}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{AD}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{AD}$	Custos de exploração, por nível de tensão $j$ , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{S}_{j,t}^{AD}$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$SNA_{0607,j,t}^{AD}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 92.º
$\Delta R_{j,t-2}^{AD}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , relativos ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 — O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_{j,t}^{AD} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{j,t-2}^{AD} \right)$  previsto na expressão ( 59 ) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left( Rr_{j,t-2}^{AD} + SA_{j,t-2}^D + SRAA_{j,t-2}^D - Amb_{j,t-2}^{AD} - R_{j,t-2}^{AD} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (60)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AD}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$
$SA_{j,t-2}^D$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ , por nível de tensão $j$ , relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 91.º
$SRAA_{j,t-2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$Amb_{j,t-2}^{AD}$	Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano $t-2$ , aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental», conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo.
$R_{j,t-2}^{AD}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 59 ), com base em valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

## Artigo 90.º

**Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA**

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AC} = \sum_j \left( \tilde{Am}_{j,t}^{AC} + \tilde{Act}_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{AC} - \tilde{S}_{j,t}^{AC} + SNA_{0607,j,t}^{AC} - \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (61)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{AC}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Am}_{j,t}^{AC}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{Act}_{j,t}^{AC}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica, líquido de amortizações e participações, por nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{AC}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{AC}$	Custos de exploração, por nível de tensão $j$ , afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$\tilde{S}_{j,t}^{AC}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$SNA_{0607,j,t}^{AC}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 92.º
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , relativos ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_{j,t}^{AC} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right)$  previsto na expressão ( 61 ) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left( Rr_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^{AC} + SRAA_{j,t-2}^{AC} - R_{j,t-2}^{AC} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (62)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$
$SA_{j,t-2}^{AC}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ , por nível de tensão $j$ , relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 91.º
$SRAA_{j,t-2}^{AC}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$R_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 61 ), com base em valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

## Artigo 91.º

**Custo com a convergência tarifária na RAA**

1 — O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C + RAA_{0607,t} \quad (63)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano $t$
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano $t$
$RAA_{0607 Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 92.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — O sobrecusto ( $\tilde{S}A_t^{AGS}$ ), no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{AGS} - SNA_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \quad (64)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$ , calculado de acordo com a expressão ( 55 ) do artigo 87.º
$SNA_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 92.º
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano $t$
$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 — O sobrecusto ( $\tilde{S}A_t^D$ ), no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j \left( \tilde{R}_{j,t}^{AD} - SNA_{0607,j,t}^D - \tilde{R}_{D,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^D \right) \quad (65)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{AD}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$ , calculado de acordo com a expressão ( 59 ) do artigo 89.º
$SNA_{0607,j,t}^D$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 92.º
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão $j$ , no ano $t$
$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 — O sobrecusto ( $\tilde{S}A_t^C$ ), no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^C = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C = \sum_j \left( \tilde{R}_{j,t}^{AC} - SNA_{0607,j,t}^C - \tilde{R}_{C,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^C \right) \quad (66)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$
----------------------	---

$j$	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$ , calculados de acordo com a expressão ( 61 ) do artigo 90.º
$SNA_{06\ 07,j,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo o artigo 92.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão $j$ , no ano $t$
$\tilde{SRAA}_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

## Artigo 92.º

**Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007**

1 — O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2.ª série), de 31 de Agosto.

2 — O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$RAA_{0607,t} = SNA_{0607,t}^{AGS} + SNA_{0607,t}^D + SNA_{0607,t}^C \quad ( 67 )$$

em que:

$RAA_{0607,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano $t$
$SNA_{06\ 07,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$
$SNA_{06\ 07,t}^D$	Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$
$SNA_{06\ 07,t}^C$	Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$

3 — O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual,  $(RAA_{0607,t})$ , será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica ( $t-1$ ), acrescida de meio ponto percentual.

6 — O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema  $(SNA_{0607,t}^{AGS})$  corresponde ao valor da renda referida no ponto anterior afecto a esta actividade.

7 — O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica  $(SNA_{0607,t}^D)$ , corresponde ao valor da renda referida no ponto 5 afecto a esta actividade.

8 — O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica  $(SNA_{0607,t}^C)$ , corresponde ao valor da renda referida no ponto 5 afecto a esta actividade.

## Artigo 93.º

**Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA**

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema  $(\tilde{R}AA_{Pol,t})$ , no ano  $t$ , é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuição da RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AA_{Pol,t} \quad ( 68 )$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano $t$
-----------------------	--

## SECÇÃO VI

## Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 94.º

## Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{MAGS} = \tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS} + \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} + \tilde{A}m_t^{MAGS} + \tilde{A}ct_t^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} + \tilde{C}_t^{MAGS} + \tilde{F}_t^{MAGS} - \tilde{S}_t^{MAGS} + SNM_{0607,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{MAGS} \quad (69)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{MAGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$\tilde{A}m_t^{MAGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para o ano $t$
$\tilde{A}ct_t^{MAGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{MAGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_t^{MAGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$
$\tilde{F}_t^{MAGS}$	Custos com o fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano $t$
$\tilde{S}_t^{MAGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$
$SNM_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\Delta R_{t-2}^{MAGS}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados ao sistema público da RAM incluído em  $\left( \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} \right)$  é fixado anualmente.

3 — O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_t^{MAGS} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com fuelóleo), os fornecimentos e serviços externos, os materiais diversos e os custos com o pessoal.

5 — Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica  $\left( \tilde{F}_t^{MAGS} \right)$  são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no artigo 95.º

6 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{t-2}^{MAGS} \right)$  previsto na expressão (69) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{MAGS} = \left( R_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{MAGS} + GA_{t-2}^{MAGS} + CO2_{t-2}^{MAGS} + \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (70)$$

em que:

$R_{t-2}^{MAGS}$	Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano $t-2$
------------------	---

$SM_{t-2}^{AGS}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 98.º
$SRAM_{t-2}^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$R_{t-2}^M$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 69 ), com base em valores verificados em $t-2$
$GA_{t-2}^{MAGS}$	Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$
$CO2_{t-2}^{MAGS}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII, no ano $t-2$ .
$\Delta_{t-2}^{TVCFM}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano $t-2$ , a incorporar nos proveitos do ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 145.º
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 95.º

**Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica**

No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano  $t$ , são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{MAGS} = \tilde{F}u_t^H \times \tilde{Q}f_t^M + \tilde{C}_t^M \quad (71)$$

em que,

$\tilde{F}_t^{MAGS}$	Custo com o fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, no ano $t$
$t$	Ano de aplicação, com $t=1, \dots, n$
$\tilde{F}u_t^H$	Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica praticado no mercado primário de referência, previsto para o ano $t$
$\tilde{Q}f_t^M$	Quantidade prevista consumir de fuelóleo para a produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t$ , em toneladas
$\tilde{C}_t^M$	Custos com a descarga, armazenamento e transporte do fuelóleo consumido no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do porto da primeira descarga até às centrais, previstos para o ano $t$ .

Artigo 96.º

**Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM**

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{MD} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{MD} = \sum_j \left( \tilde{Am}_{j,t}^{MD} + \tilde{Act}_{j,t}^{MD} \times \frac{r_t^{MD}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{MD} - \tilde{S}_{j,t}^{MD} + SNM_{0607,j,t}^D - \Delta R_{j,t-2}^{MD} \right) \quad (72)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{MD}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Am}_{j,t}^{MD}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{Act}_{j,t}^{MD}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica por nível de tensão $j$ , líquido de amortizações e participações, previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{MD}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{MD}$	Custos de exploração, por nível de tensão $j$ , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$

$\tilde{S}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$SNM_{0607,j,t}^D$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , relativos ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_{j,t}^{M^D} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{j,t-2}^{M^D} \right)$  previsto na expressão ( 72 ) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = \left( Rr_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^D + SRAM_{j,t-2}^D - Amb_{j,t-2}^{M^D} - R_{j,t-2}^{M^D} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (73)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$
$SM_{j,t-2}^D$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ , relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 98.º
$SRAM_{j,t-2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$Amb_{j,t-2}^{M^D}$	Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano $t-2$ , aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental», conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 72 ), com base em valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 97.º

#### Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano  $t$ , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^C} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^C} = \sum_j \left( \tilde{Am}_{j,t}^{M^C} + \tilde{Act}_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_t^{M^C}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{M^C} - \tilde{S}_{j,t}^{M^C} + SNM_{0607,j,t}^C - \Delta R_{j,t-2}^{M^C} \right) \quad (74)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^C}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$\tilde{Am}_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão $j$ , previstas para o ano $t$
$\tilde{Act}_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica líquido de amortizações e participações, por nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$ , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano $t$ , em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{M^C}$	Custos de exploração, por nível de tensão $j$ , afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$

$\tilde{S}_{j,t}^{MC}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$
$SNM_{0607,j,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\Delta R_{j,t-2}^{MC}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , relativo ao ano $t-2$ .

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 — O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 — Os custos de exploração  $\left( \tilde{C}_{j,t}^{MC} \right)$  incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento  $\left( \Delta R_{j,t-2}^{MC} \right)$  previsto na expressão ( 74 ) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{MC} = \left( Rr_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^C + SRAM_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad ( 75 )$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{MC}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$
$SM_{j,t-2}^C$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$ , por nível de tensão $j$ , relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, no ano $t-2$ , calculado de acordo com o artigo 98.º
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano $t-2$ , imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$R_{j,t-2}^{MC}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , no ano $t-2$ , calculados em $t-1$ através da expressão ( 74 ), com base em valores verificados em $t-2$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 98.º

#### Custo com a convergência tarifária na RAM

O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{RAM}_{Pol,t} = \tilde{SM}_t^{AGS} + \tilde{SM}_t^D + \tilde{SM}_t^C + RAM_{0607,t} \quad ( 76 )$$

em que:

$\tilde{RAM}_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano $t$
$\tilde{SM}_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano $t$
$\tilde{SM}_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano $t$
$\tilde{SM}_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano $t$ .
$RAM_{0607 Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano $t$ , calculados de acordo com o artigo 99.º

2 — O sobrecusto  $\left( \tilde{SM}_t^{AGS} \right)$ , no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{MAGS} - SNM_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^M - \tilde{SRAM}_t^{AGS} \quad ( 77 )$$

em que:

$\tilde{R}_t^{MAGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano $t$ calculado de acordo com a expressão ( 69 ) do artigo 94.º
----------------------	--



$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano $t$
$SNM_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\tilde{SRAM}_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 — O sobrecusto ( $\tilde{SM}_t^D$ ), no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^D = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^D = \sum_j \left( \tilde{R}_{j,t}^{MD} - SNM_{0607,j,t}^D - \tilde{R}_{D,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^D \right) \quad (78)$$

em que:

$\tilde{SM}_{j,t}^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$ calculados de acordo com a expressão (72) do artigo 96.º
$SNM_{0607,t}^D$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão $j$ , no ano $t$
$\tilde{SRAM}_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 — O sobrecusto ( $\tilde{SM}_{j,t}^C$ ), no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^C = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^C = \sum_j \left( \tilde{R}_{j,t}^{MC} - SNM_{0607,j,t}^C - \tilde{R}_{C,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^C \right) \quad (79)$$

em que:

$\tilde{SM}_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão $j$ , previsto para o ano $t$
$j$	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão $j$ , previstos para o ano $t$ , calculado de acordo com a expressão (74) do artigo 97.º
$SNM_{0607,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão $j$ , referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano $t$ , calculado de acordo com o artigo 99.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão $j$ , no ano $t$
$\tilde{SRAM}_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t$ , imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão $j$ , proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

Artigo 99.º

#### Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007

1 — O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de Agosto.

2 — O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$RAM_{0607,t} = SNM_{0607,t}^{AGS} + SNM_{0607,t}^D + SNM_{0607,t}^C \quad (80)$$

em que:

$RAM_{0607,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano $t$
----------------	--

- $SNM_{06\ 07,t}^{AGS}$  Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano  $t$
- $SNM_{06\ 07,t}^D$  Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano  $t$
- $SNM_{06\ 07,t}^C$  Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano  $t$

3 — O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual,  $(RAM_{0607,t})$ , será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 — Para cada ano  $t$  do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica ( $t-1$ ), acrescida de meio ponto percentual.

6 — O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema  $(SNM_{0607,t}^{AGS})$  corresponde ao valor da renda referida no ponto anterior afecto a esta actividade.

7 — O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica  $(SNM_{0607,t}^D)$ , corresponde ao valor da renda referida no ponto 5 afecto a esta actividade.

8 — O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica  $(SNM_{0607,t}^C)$ , corresponde ao valor da renda referida no ponto 5 afecto a esta actividade.

Artigo 100.º

#### **Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema  $(\tilde{RAM}_{Pol,t})$ , no ano  $t$ , é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{RAM}_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{RAM}_{Pol,t} \quad (81)$$

em que:

$\tilde{RAM}_{Pol,t}$  Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano  $t$

### **SECÇÃO VII**

#### **Incentivo à promoção do desempenho ambiental**

Artigo 101.º

##### **Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é um mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho ambiental dos operadores de redes, na sua função de transporte ou distribuição de energia eléctrica.

Artigo 102.º

##### **Montante máximo para Planos de Promoção do Desempenho Ambiental**

A ERSE aprova, até 1 de Março do ano que antecede cada período de regulação, o montante máximo que pode ser aceite para efeitos tarifários com cada Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

Artigo 103.º

##### **Conteúdo do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

1 — O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental deve conter os seguintes elementos:

- Descrição detalhada das acções a desenvolver;
- Estimativa, devidamente justificada, dos custos com as acções a desenvolver, discriminada por nível de tensão e por ano;
- Descrição detalhada dos benefícios ambientais esperados com cada acção.

2 — O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental deve incluir indicadores de realização ou objectivos a atingir que possam ser verificados no Relatório de Execução previsto no artigo 106.º

3 — O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental deve, quando aplicável, incluir indicadores de eficiência e de desempenho.

4 — O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é realizado para cada período de regulação.

Artigo 104.º

##### **Apresentação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

A apresentação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é condição necessária para a aceitação de custos previstos no artigo 77.º, no artigo 81.º, no artigo 89.º e no artigo 96.º

2 — Podem apresentar Planos de Promoção do Desempenho Ambiental as seguintes entidades:

- a) Operador da rede de transporte em Portugal continental;
- b) Operador da rede de distribuição em MT e AT, em Portugal continental;
- c) Concessionária do transporte e distribuição da RAA;
- d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 — Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental devem ser apresentados à ERSE até 15 de Junho do ano que antecede o início de cada período de regulação.

Artigo 105.º

#### **Aprovação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

1 — Cabe à ERSE a aprovação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

2 — A ERSE aprovará o tipo de acções a implementar e os custos máximos a considerar para efeitos tarifários.

Artigo 106.º

#### **Conteúdo do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

1 — O Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental deve conter os seguintes elementos:

- a) Descrição detalhada das acções desenvolvidas, comparando com os indicadores de realização e objectivos previstos no Plano;
- b) Custos com as acções desenvolvidas, discriminados por nível de tensão, comparando com os custos orçamentados;
- c) Valores obtidos para indicadores de eficiência, designadamente os previstos no Plano;
- d) Descrição detalhada dos benefícios ambientais alcançados com cada acção.
- e) Balanço de desempenho ambiental.

2 — O Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é realizado para cada ano do período de regulação.

Artigo 107.º

#### **Apresentação do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

1 — A apresentação do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é condição necessária para a aceitação de custos previstos no artigo 77.º, no artigo 81.º, no artigo 89.º e no artigo 96.º

2 — O Relatório de Execução deve ser apresentado por todas as entidades que tenham um Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

3 — O Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental deve ser apresentado à ERSE até ao dia 1 de Maio do ano seguinte a que se refere.

Artigo 108.º

#### **Aprovação do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

1 — Cabe à ERSE a aprovação do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

2 — A ERSE aprovará os custos a considerar para efeitos tarifários, no artigo 77.º, no artigo 81.º, no artigo 89.º e no artigo 96.º

Artigo 109.º

#### **Registo contabilístico**

1 — Os custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental devem ser individualizados.

2 — Os custos, operacionais e de investimento, considerados nos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental não podem ser considerados noutras actividades.

3 — Cabe aos operadores de rede, que estejam a executar um Plano, garantirem o disposto no número anterior.

Artigo 110.º

#### **Reafecção de custos**

1 — Durante a execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, a ERSE pode aceitar a reafecção de custos entre acções previstas no Plano, bem como entre anos de exercício.

2 — O pedido de reafecção, a dirigir à ERSE, deve incluir os seguintes elementos:

- a) Justificação para a reafecção solicitada;
- b) Reorçamentação para os anos que ainda estejam por executar.

Artigo 111.º

#### **Divulgação**

A ERSE deve divulgar, designadamente através da sua página na Internet, as acções desenvolvidas no âmbito dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, identificando os custos e benefícios ambientais alcançados.

### **SECÇÃO VIII**

#### **Incentivo à redução de perdas**

Artigo 112.º

#### **Incentivo à redução de perdas**

1 — O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a atingir um nível de perdas de referência estabelecido pela ERSE.

2 — O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em Portugal continental, nos termos do artigo 81.º

## Artigo 113.º

**Metodologia de Cálculo do Incentivo**

1 — O incentivo à redução das perdas na rede de distribuição ( $PP_{URD,j,t-2}$ ) é valorizado como sendo:

$$PP_{URD,j,t-2} = V_{p,t-2} \times (P_{t-2}^* - P_{t-2}) \times E_{t-2}^D \times \alpha_j \quad (82)$$

em que:

$PP_{URD,j,t-2}$	Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano $t-2$
$V_{p,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$ , em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$P_{t-2}^*$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$ , em percentagem
$P_{t-2}$	Nível de perdas no ano $t-2$ , em percentagem
$E_{t-2}^D$	Total da energia eléctrica entregue nos diversos níveis de tensão das redes de distribuição no ano $t-2$ , em kWh
$\alpha_j$	Ponderador das perdas, por nível de tensão $j$
$j$	Nível de tensão $j=1$ para AT/MT e $j=2$ para BT.

2 — O nível de perdas ( $P_{t-2}$ ) é dado pelo quociente entre as perdas e a energia activa entregue pela rede de distribuição.

3 — Para efeito de determinação do incentivo à redução das perdas, a diferença entre o nível de perdas num ano  $t$  ( $P_t$ ) e o nível de referência estabelecido para esse ano ( $P_t^*$ ) é limitada a um valor percentual do nível de referência a definir para o período de regulação.

## Artigo 114.º

**Nível de perdas de referência**

O nível de referência das perdas ( $P_{t-2}^*$ ) é fixado para cada um dos anos do período de regulação, tendo em conta os objectivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

## Artigo 115.º

**Envio de informação**

1 — O operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia referidos no artigo 152.º

2 — A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 1 de Maio.

3 — A informação referida no número anterior deve ter em consideração os seguintes aspectos:

- Níveis de tensão abrangidos;
- Custo anual em Euros por kWh de perdas evitadas;
- Horizonte temporal das medidas de redução de perdas;
- Valor do activo associado a cada medida.

## SECÇÃO IX

**Incentivo à melhoria da qualidade de serviço**

## Artigo 116.º

**Incentivo à melhoria da qualidade de serviço**

1 — O incentivo à melhoria da qualidade de serviço tem como objectivo promover a continuidade de fornecimento de energia eléctrica.

2 — O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, no termos do artigo 81.º

## Artigo 117.º

**Valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço**

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

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

$$RQS_{URD,t-2} = \text{Min}\{RQS_{\text{max } t-2}, [(END_{REF,t-2} - \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (83)$$

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

$$RQS_{URD,t-2} = 0 \quad (84)$$

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

$$RQS_{URD,t-2} = \text{Max}\{RQS_{\text{min } t-2}, [(END_{REF,t-2} + \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (85)$$

em que:

$RQS_{URD,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT, no ano $t-2$
$RQS_{\max t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$
$RQS_{\min t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$
$END_{t-2}$	Energia não distribuída em kWh, no ano $t-2$
$END_{REF t-2}$	Energia não distribuída de referência em kWh, no ano $t-2$
$END_{REF t-2} \pm \Delta V_{t-2}$	Intervalo de energia não distribuída no qual o valor do incentivo é nulo
$VEND_{t-2}$	Valorização da energia não distribuída no ano $t-2$ , em Euros por kWh.

2 — O valor da energia não distribuída é calculado como sendo:

$$END = ED \times TIEPI / T \quad ( 86 )$$

em que:

$ED$	Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh
$TIEPI$	Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço
$T$	Número de horas do ano.

3 — Os valores dos parâmetros  $RQS_{\max t-2}$ ,  $RQS_{\min t-2}$ ,  $END_{REF t-2}$ ,  $\Delta V_{t-2}$  e  $VEND_{t-2}$  referidos no número anterior são estabelecidos e publicados pela ERSE, no ano  $t-3$ .

4 — A metodologia utilizada para a determinação do valor  $ED$  será estabelecida em norma complementar a publicar pela ERSE.

Artigo 118.º

#### Envio de informação

1 — Para efeitos de aplicação do mecanismo de melhoria de qualidade de serviço, o operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para a determinação do valor  $END_{t-2}$ .

2 — A informação referida no número anterior deve ser enviada à ERSE até 1 de Maio do ano seguinte à qual diz respeito,  $t-1$ .

### SECÇÃO X

#### Promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica

Artigo 119.º

##### Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

1 — O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo tem como objectivo melhorar a eficiência no consumo de energia eléctrica.

2 — A duração do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo será definida conjuntamente com as regras estabelecidas no artigo 121.º

Artigo 120.º

##### Funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

1 — O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo é composto por um conjunto de incentivos a medidas que têm por objectivo a melhoria da eficiência no consumo de energia eléctrica.

2 — As medidas referidas no número anterior podem ser apresentadas pelas seguintes entidades:

- Comercializadores;
- Operadores de redes;
- Associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de âmbito nacional e de interesse genérico, de âmbito regional e de interesse genérico no caso das regiões autónomas e as de interesse específico para o sector eléctrico.

Artigo 121.º

##### Procedimentos de aprovação das medidas

1 — A ERSE é a entidade responsável pela aprovação das regras a seguir na avaliação das medidas para a promoção da eficiência no consumo.

2 — A aprovação referida no número anterior deve acontecer até 1 de Março do ano que antecede o início de cada período de regulação.

3 — As regras devem, nomeadamente:

- Definir o montante máximo a atribuir ao conjunto de medidas, tendo em consideração os objectivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas;
- Definir a metodologia de ordenação e selecção das medidas candidatas;
- Definir a metodologia de cálculo do custo-eficácia de cada medida;
- Estabelecer os procedimentos de auditoria e verificação do cumprimento dos objectivos estabelecidos no Plano;
- Definir a informação a prestar no âmbito da candidatura.

Artigo 122.º

##### Apresentação e aprovação de candidaturas

1 — As entidades referidas no n.º 2 do artigo 120.º podem candidatar-se anualmente tendo em conta o conjunto de incentivos e regras aprovadas pela ERSE para o período de regulação.

2 — O prazo para aceitação de candidaturas termina a 30 de Abril de cada ano.

3 — A ERSE deve aprovar e publicar as medidas seleccionadas até 31 de Julho de cada ano.

#### Artigo 123.º

##### **Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo**

1 — Os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo são considerados para efeitos tarifários, nos termos do artigo 74.º

2 — Para além dos custos que resultam dos projectos seleccionados, podem ser considerados custos administrativos relativos à gestão do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.

3 — O operador da rede de transporte em Portugal continental efectua os pagamentos relativos à implementação das medidas incluídas no Plano de Promoção da Eficiência no Consumo após aprovação da ERSE.

4 — O operador da rede de transporte deve elaborar anualmente um relatório com o resumo de todos os pagamentos efectuados ao abrigo do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo.

5 — Cada entidade beneficiária do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo deve enviar anualmente à ERSE, até 1 de Maio, um relatório de execução com a descrição técnica e económica das medidas de promoção da eficiência no consumo executadas, nos termos das normas a aprovar.

#### Artigo 124.º

##### **Divulgação**

A ERSE deve divulgar, designadamente através da sua página na Internet, as acções realizadas no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, identificando os custos e os benefícios alcançados.

### SECÇÃO XI

#### **Incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica**

#### Artigo 125.º

##### **Mecanismo de optimização dos contratos de aquisição de energia eléctrica**

O mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica por parte do Agente Comercial e a correspondente partilha com os clientes dos benefícios obtidos será definido pela ERSE e submetido ao Conselho Tarifário.

### SECÇÃO XII

#### **Incentivos à óptima gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>**

#### Artigo 126.º

##### **Mecanismos de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>**

O mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos serão definidos pela ERSE e submetidos ao Conselho Tarifário.

## CAPÍTULO V

### **Processo de cálculo das tarifas reguladas**

#### SECÇÃO I

##### **Metodologia de cálculo da tarifa de Energia**

#### Artigo 127.º

##### **Metodologia de cálculo da tarifa de Energia**

1 — A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos no artigo 84.º

2 — Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos  $\tilde{R}_{E,t}^{CR}$  de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^E + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^E \quad (87)$$

com:

$n$	Nível de tensão $n$ ( $n = AT, MT$ e $BT$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$
$h$	Período horário $h$ ( $h =$ horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
$j$	Nível de tensão $j$ ( $j = AT, MT$ e $BT$ com $j^3 n$ )

em que, com  $n = AT, MT$  e  $BT$ :

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano $t$
$Wh_{MAT,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h$ a clientes em MAT, prevista para o ano $t$
$Wh_{i,n,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , prevista para o ano $t$
$TWh_t^E$	Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário $h$ , no ano $t$
$\gamma_j^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $j$

$\gamma_{MAT/AT}^h$  Factor de ajustamento para perdas no período horário  $h$  relativo à transformação de MAT/AT

sendo o factor de ajustamento para perdas  $\gamma_{MAT/AT}^h$  calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (88)$$

em que:

$\gamma_{MAT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário  $h$

$\gamma_{AT/RNT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário  $h$ .

repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia, a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no artigo 128.º

3 — As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias activas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT e BT, previstas para o ano  $t$ , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respectivos factores de ajustamento para perdas.

4 — Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

5 — Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT e BT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

6 — Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 128.º

#### Estrutura dos preços marginais de energia

A estrutura dos preços marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, através da seguinte expressão:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \quad (89)$$

em que:

$TWh_t^E$  Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário  $h$ , no ano  $t$

$PmgWh^E$  Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário  $h$

$k^E$  Factor a aplicar aos preços marginais da energia

### SECÇÃO II

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 129.º

##### Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 — O operador da rede de transporte recupera os proveitos no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema por aplicação da tarifa definida no presente artigo às entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT e ainda pela facturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no artigo 130.º

2 — Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (90)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (91)$$

$$\tilde{R}_{GP,t}^T = \sum_{h'} Wh'_t \times TWh_t^{UGS3} \quad (92)$$

com:

$h$  Período horário  $h$  ( $h$  = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)  
 $h'$  Período horário  $h'$  ( $h'$  = horas de ponta e cheias)

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$  Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano  $t$ , decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do artigo 73.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$  Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano  $t$ , decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (9) do artigo 74.º

$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano $t$ , decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o artigo 76.º
$TWh_t^{UGS1}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h$ da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$TWh_t^{UGS2}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h$ da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$TWh_t^{UGS3}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h'$ da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$Wh_t$	Energia activa entregue no período horário $h$ , prevista para o ano $t$
$Wh_t'$	Energia activa entregue no período horário $h'$ , prevista para o ano $t$

3 — A estrutura dos preços de energia da parcela I da tarifa de Uso Global de Sistema deve repercutir a estrutura dos preços marginais dos serviços de sistema, por aplicação de um factor de escala aditivo através da seguinte expressão:

$$TWh_t^{UGS1} = A_t^{UGS1} + PmgWh^s \quad (93)$$

em que:

$PmgWh^s$	Preço marginal de energia no período horário $h$ imputável aos serviços de sistema
$A_t^{UGS1}$	Factor de escala aditivo comum a todos os períodos horários, a aplicar ao preço marginal de energia imputável aos serviços de sistema, no ano $t$ .

4 — A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global de Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

5 — Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

#### Artigo 130.º

##### Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC

1 — Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados nos termos do presente artigo, sem prejuízo do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

2 — Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são obtidos por aplicação do preço do termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema definido no artigo 131.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i Pc_{i,n,m} \times TPC_t^{UGS2} \quad (94)$$

com:

$n$	Nível de tensão $n$ ( $n = MAT, AT, MT$ e $BT$ )
$i$	Opções tarifárias $i$ do nível de tensão $n$

em que:

$Enc_m^{CMEC}$	Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês $m$
$Pc_{i,n,m}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária $i$ , no mês $m$
$TPC_t^{UGS2}$	Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$ .

#### Artigo 131.º

##### Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 — Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

2 — Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definido no artigo 79.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{UGS1,t}^D &= \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \\ &+ \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS1} \end{aligned} \quad (95)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{UGS2,t}^D - \tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER} - DT_{06Pol,t}^T - DT_{07Pol,t}^T - DT_{06Pol,t}^D - DT_{07Pol,t}^D = \\ = \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS2} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS2} \end{aligned} \quad (96)$$



$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER} \times \frac{NC_{MAT,t}}{\sum_p \sum_i NC_{i,p,t}} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWFERh_{MAT,t}^{UGS2} \quad (97)$$

$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER} \frac{\sum_i NC_{i,q,t}}{\sum_p \sum_i NC_{i,p,t}} = \sum_q \sum_i \sum_h Wh_{i_n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWFERh_{q,t}^{UGS2} \quad (98)$$

$$DT_{06Pol,t}^T + DT_{06Pol,t}^D = \sum_u \sum_h Wh_{u_{BT},t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWDT06_{BT,t}^{UGS2} \quad (99)$$

$$DT_{07Pol,t}^T + DT_{07Pol,t}^D = \sum_v \sum_h Wh_{v_{BTN},t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (100)$$

$$\tilde{RP}_{UGS2,t}^D = \sum_m \sum_k Pc_{k_m,t} \times TPc_t^{UGS2} \quad (101)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{UGS3,t}^D &= \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t^{UGS3} + \\ &+ \sum_n \sum_i \sum_{h'} Wh'_{i_n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t^{UGS3} \end{aligned} \quad (102)$$

em que:

$$TWh_{a,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWFERh_{a,t}^{UGS2} \quad (103)$$

$$TWh_{BTE,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWFERh_{BTE,t}^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} \quad (104)$$

$$TWh_{BTN>2,3,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWFERh_{BTN,t}^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} + TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (105)$$

$$TWh_{BTN\leq 2,3,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} + TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (106)$$

com:

<i>a</i>	Nível de tensão <i>a</i> ( <i>a</i> = MAT, AT e MT)
<i>m</i>	Nível de tensão ou tipo de fornecimento <i>m</i> ( <i>m</i> = MAT, AT, MT, BTE e BTN)
<i>n</i>	Nível de tensão ou tipo de fornecimento <i>n</i> ( <i>n</i> = AT, MT, BTE e BTN)
<i>p</i>	Nível de tensão ou tipo de fornecimento <i>p</i> ( <i>p</i> = MAT, AT, MT, BTE e BTN (excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA))
<i>q</i>	Nível de tensão ou tipo de fornecimento <i>q</i> ( <i>q</i> = AT, MT, BTE e BTN (excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA))
<i>i</i>	Opções tarifárias <i>i</i> do nível de tensão <i>n</i>
<i>u</i>	Opções tarifárias <i>u</i> do nível de tensão BT
<i>v</i>	Opções tarifárias <i>v</i> do tipo de fornecimento BTN
<i>k</i>	Opções tarifárias <i>k</i> do nível de tensão <i>m</i>
<i>h</i>	Período horário <i>h</i> ( <i>h</i> = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
<i>h'</i>	Período horário <i>h'</i> ( <i>h'</i> = horas de ponta e cheias)
<i>j</i>	Nível de tensão <i>j</i> ( <i>j</i> = AT, MT e BT com $j^3 \leq n$ )

em que:

$\tilde{R}_{UGS1,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano <i>t</i>
$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano <i>t</i>
$DT_{06Pol,t}^T$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de transporte no ano <i>t</i>
$DT_{06Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano <i>t</i>
$DT_{07Pol,t}^T$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de transporte no ano <i>t</i>
$DT_{07Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano <i>t</i>
$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{FER}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano <i>t</i>
$\tilde{RP}_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano <i>t</i>

$\tilde{R}_{UGS3,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano $t$
$Wh_{MAT,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ a clientes em MAT, prevista para o ano $t$
$Wh'_{MAT,t}$	Energia activa entregue no período horário $h'$ a clientes em MAT, prevista para o ano $t$
$Wh_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ a clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $i$ , prevista para o ano $t$
$Wh'_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário $h'$ a clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $i$ , prevista para o ano $t$
$Wh_{u,BT,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ a clientes do nível de tensão de BT e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $u$ , prevista para o ano $t$
$Wh_{v,BTN,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ a clientes do tipo de fornecimento BTN e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $v$ , prevista para o ano $t$
$NC_{MAT,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês em MAT, previsto para o ano $t$
$NC_{i,q,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária $i$ no nível de tensão ou tipo de fornecimento $q$ (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), previsto para o ano $t$
$Pc_{k,m,t}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão $m$ e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $k$ , prevista para o ano $t$
$TWh_t^{UGS1}$	Preço aplicável à energia activa do período horário $h$ da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$TWh_t^{UGS2}$	Preço aplicável à energia activa do período horário $h$ da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema comum a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, no ano $t$
$TWFERh_{MAT,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia activa do período horário $h$ da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial de origem renovável em MAT, no ano $t$
$TWFERh_{q,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia activa do período horário $h$ da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial de origem renovável no nível de tensão ou tipo de fornecimento $q$ (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), no ano $t$
$TWDT06_{BT,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, no ano $t$
$TWDT07_{BTN,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2007, no ano $t$
$TWh_{a,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário $h$ do nível de tensão $a$ , no ano $t$
$TWh_{BTE,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário $h$ das entregas a clientes de BTE, no ano $t$
$TWh_{BTN>2.3,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário $h$ das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA, no ano $t$
$TWh_{BTN\leq 2.3,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA, no ano $t$
$TPC_t^{UGS2}$	Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano $t$
$TWh_t^{UGS3}$	Preço aplicável à energia activa do período horário $h'$ da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$\gamma_j^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $j$
$\gamma_j^{h'}$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h'$ no nível de tensão $j$
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão ( 88 ).
$\gamma_{MAT/AT}^{h'}$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h'$ relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão ( 88 ).

3 — A estrutura dos preços de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deve repercutir a estrutura dos preços marginais de serviços de sistema, nos termos do estabelecido no artigo 129.º

4 — A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia, nos termos do estabelecido no artigo 129.º

5 — As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias activas entregues a clientes, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT, e as potências contratadas associadas a essas entregas, previstas para o ano  $t$ .

6 — Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

## SECCÃO III

## Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 132.º

## Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 — Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos ao operador da rede de transporte, definidos no artigo 77.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \left( \sum_n P_{c,n,t} \times TPC_{n,t}^{URT} + Pp_{n,t} \times TPP_{n,t}^{URT} + \sum_h Wh_{n,t} \times TWh_{n,t}^{URT} + Wrf_{n,t} \times TWrf_{n,t}^{URT} + Wrr_{n,t} \times TWrr_{n,t}^{URT} \right) \quad (107)$$

com:

- $n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = \text{MAT e AT}$ )  
 $h$  Período horário  $h$  ( $h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio}$ )

em que:

- $\tilde{R}_{URT,t}^T$  Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano  $t$   
 $P_{c,n,t}, Pp_{n,t}$  Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas no nível de tensão  $n$ , previstas para o ano  $t$   
 $TPC_{n,t}^{URT}$  Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$   
 $TPP_{n,t}^{URT}$  Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$   
 $TWh_{n,t}^{URT}$  Preço da energia activa entregue no período horário  $h$  da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$   
 $Wh_{n,t}$  Energia activa no período horário  $h$  das entregas no nível de tensão  $n$ , previstas para o ano  $t$   
 $Wrf_{n,t}$  Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT  
 $TWrf_{n,t}^{URT}$  Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$   
 $Wrr_{n,t}$  Energia reactiva recebida nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT  
 $TWrr_{n,t}^{URT}$  Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão  $n$ , no ano  $t$

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{c,AT,t}^{URT} \quad (108)$$

$$TPP_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci Pp_{AT,t}^{URT} \quad (109)$$

em que:

- $Ci P_{c,AT,t}^{URT}$  Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT  
 $Ci Pp_{AT,t}^{URT}$  Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT  
 $k_t^{URT}$  Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano  $t$

impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no artigo 133.º

2 — Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (110)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (111)$$

em que:

- $\gamma_{MAT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário  $h$

$\gamma_{AT/RNT}^h$	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário $h$
$TWh_t$	Preço marginal da energia activa entregue no período horário $h$ à entrada da RNT, no ano $t$ .

3 — Todas as entregas estabelecidas no n.º 1 devem ser referidas à saída da RNT.

#### Artigo 133.º

### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 7.

2 — Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.ºs 4 e 5 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definidos no 13 —, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & Pc_{MAT,t} \times TPC_{MAT,t}^{URT} + Pp_{MAT,t} \times TPP_{MAT,t}^{URT} + \sum_h Wh_{MAT,t} \times TWh_{MAT,t}^{URT} + \\ & + Wrf_{MAT,t} \times TWrf_{MAT,t}^{URT} + Wrr_{MAT,t} \times TWrr_{MAT,t}^{URT} + \\ & + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPP_{AT,t}^{URT} + TPC_{AT,t}^{URT}) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URT} \end{aligned} \quad (112)$$

com:

$n$	Nível de tensão $n$ ( $n = AT, MT$ e $BT$ )
$i$	Opções tarifárias $i$ do nível de tensão $n$
$p$	Período horário $p$ ( $p =$ horas de ponta)
$j$	Nível de tensão $j$ ( $j = AT, MT$ e $BT$ com $j^3 n$ )
$h$	Período horário $h$ ( $h =$ horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano $t$
$Pc_{MAT,t}$	Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano $t$
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano $t$
$TPC_{MAT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano $t$
$TPP_{MAT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano $t$
$Wh_{MAT,t}$	Energia activa entregue a clientes em MAT no período horário $h$ , prevista para o ano $t$
$TWh_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h$ da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano $t$
$Wrf_{MAT,t}$	Energia reactiva fornecida das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano $t$
$TWrf_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano $t$
$Wrr_{MAT,t}$	Energia reactiva recebida das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano $t$
$TWrr_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano $t$
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $i$ , previstas para o ano $t$
$TPC_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano $t$
$TPP_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano $t$
$\gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $p$ no nível de tensão $j$
$Wh_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ a clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária $i$ , prevista para o ano $t$
$TWh_{AT,t}^{URT}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h$ da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano $t$
$\gamma_j^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $j$
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário $h$ , de acordo com a expressão ( 88 ).

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPC_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{MAT}}^{URT} \quad (113)$$

$$TPp_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{p_{MAT}}^{URT} \quad (114)$$

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{AT}}^{URT} \quad (115)$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{p_{AT}}^{URT} \quad (116)$$

em que:

$Ci P_{C_{MAT}}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT
$Ci P_{p_{MAT}}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT
$Ci P_{C_{AT}}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$Ci P_{p_{AT}}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
$k_t^{URT}$	Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano $t$ .

3 — Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (117)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (118)$$

em que:

$\gamma_{MAT}^h$	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário $h$
$\gamma_{AT/RNT}^h$	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário $h$
$TWh_t$	Preço marginal da energia activa entregue no período horário $h$ à entrada da RNT, no ano $t$ .

4 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas das entregas a clientes, previstas para o ano  $t$ , devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

5 — No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reactiva.

6 — Nas entregas a clientes em AT e nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta e a energia reactiva não é facturada.

7 — Para efeitos do n.º 2 são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

## SECÇÃO IV

### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 134.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 — Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 7.

2 — Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 proporcione o montante de proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos no artigo 81.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} + \tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} \quad (119)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} = \tilde{R}_{URDAT,t} + \tilde{R}_{URDMT,t} \quad (120)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} = \tilde{R}_{URDBT,t} \quad (121)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^D$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano $t$
$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT, previstos para o ano $t$
$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT}$	Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, previstos para o ano $t$

- $\tilde{R}_{URDAT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{URDMT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{URDBT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano  $t$ .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDAT,t} = & \sum_i \left( Pc_{iAT,t} \times TPC_{AT,t}^{URD} + Pp_{iAT,t} \times TPP_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iAT,t} \times TWrf_{AT,t}^{URD} + Wrr_{iAT,t} \times TWrr_{AT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_n \sum_i Pp_{in,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPC_{AT,t}^{URD} + TPP_{AT,t}^{URD}) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (122)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDMT,t} = & \sum_i \left( Pc_{iMT,t} \times TPC_{MT,t}^{URD} + Pp_{iMT,t} \times TPP_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iMT,t} \times TWrf_{MT,t}^{URD} + Wrr_{iMT,t} \times TWrr_{MT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_i Pp_{iBT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (TPC_{MT,t}^{URD} + TPP_{MT,t}^{URD}) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{iBT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^h) \times TWh_{MT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (123)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDBT,t} = & \sum_i \left( Pc_{iBT,t} \times TPC_{BT,t}^{URD} + Pp_{iBT,t} \times TPP_{BT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iBT,t} \times TWrf_{BT,t}^{URD} + Wrr_{iBT,t} \times TWrr_{BT,t}^{URD} \right) \end{aligned} \quad (124)$$

com:

- $n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = MT$  e  $BT$ )  
 $i$  Opções tarifárias  $i$  de cada nível de tensão AT, MT e BT  
 $p$  Período horário  $p$  ( $p =$  horas de ponta)  
 $j$  Nível de tensão  $j$  ( $j = MT$  e  $BT$  com  $j^3 n$ )  
 $h$  Período horário  $h$  ( $h =$  horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que, com  $m = AT, MT$  e  $BT$ :

- $TPC_{m,t}^{URD}$  Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$   
 $TPP_{m,t}^{URD}$  Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$   
 $TWh_{m,t}^{URD}$  Preço da energia activa entregue no período horário  $h$  da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$   
 $TWrf_{m,t}^{URD}$  Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$   
 $TWrr_{m,t}^{URD}$  Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$   
 $Pc_{im,t}$  Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão  $m$  e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$   
 $Pp_{im,t}$  Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão  $m$  e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$   
 $Wh_{im,t}$  Energia activa das entregas no período horário  $h$  a clientes do nível de tensão  $m$  e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$   
 $Wrf_{im,t}$  Energia reactiva fornecida das entregas a clientes do nível de tensão  $m$  e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$   
 $Wrr_{im,t}$  Energia reactiva recebida das entregas a clientes do nível de tensão  $m$  e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$   
 $\gamma_j^p, \gamma_{BT}^p$  Factor de ajustamento para perdas no período horário  $p$  no nível de tensão  $j$  (BT)  
 $\gamma_j^h, \gamma_{BT}^h$  Factor de ajustamento para perdas no período horário  $h$  no nível de tensão  $j$  (BT)

repercutindo, na estrutura dos preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a estrutura dos custos incrementais de potência da seguinte forma:

a) Em AT e MT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci P_c_n^{URD} \quad (125)$$

$$TPp_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci Pp_n^{URD} \quad (126)$$

com:

$n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = AT$  e  $MT$ )

em que:

$Ci P_c_n^{URD}$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão  $n$

$Ci Pp_n^{URD}$  Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão  $n$

$k_t^{URD-NT}$  Factor a aplicar ao custo incremental das potências das redes de distribuição em AT e MT, no ano  $t$ .

b) Em BT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_c_{BT}^{URD} \quad (127)$$

$$TPp_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci Pp_{BT}^{URD} \quad (128)$$

em que:

$Ci P_c_{BT}^{URD}$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci Pp_{BT}^{URD}$  Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

$k_t^{URD-BT}$  Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano  $t$ .

3 — Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^h \times TWh_t \quad (129)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^h \times TWh_t \quad (130)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^h \times TWh_t \quad (131)$$

em que:

$\gamma_{AT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário  $h$

$\gamma_{MT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário  $h$

$\gamma_{BT}^h$  Factor de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário  $h$

$TWh_t$  Preço marginal da energia activa entregue no período horário  $h$  à entrada da RNT, no ano  $t$ .

4 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reactivas das entregas a clientes.

5 — Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT às entregas em MT e BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta e a energia reactiva não é facturada.

6 — Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT às entregas em BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta e a energia reactiva não é facturada.

7 — Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

## SECÇÃO V

### Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes

Artigo 135.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

Os preços das tarifas de Comercialização de Redes são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proventos permitidos ao operador da rede de distribuição em Portugal continental na actividade de Comercialização de Redes, definidos no artigo 82.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CredesNT,t}^D = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^{Credes} \quad (132)$$

$$\tilde{R}_{Credés\ BTE,t}^D = \sum_i NC_{i\ BTE,t} \times TF_{BTE,t}^{Credés} \quad (133)$$

$$\tilde{R}_{Credés\ BTN,t}^D = \sum_i NC_{i\ BTN,t} \times TF_{BTN,t}^{Credés} \quad (134)$$

com:

$n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = \text{MAT, AT e MT}$ )  
 $i$  Opções tarifárias  $i$  do nível de tensão  $n$ , ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}_{Credés\ NT,t}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{Credés\ BTE,t}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em BTE, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{Credés\ BTN,t}^D$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em BTN, previstos para o ano  $t$   
 $TF_{NT,t}^{Credés}$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, no ano  $t$   
 $TF_{BTE,t}^{Credés}$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTE, no ano  $t$   
 $TF_{BTN,t}^{Credés}$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTN, no ano  $t$   
 $NC_{i,n,t}$  Somatório do número de clientes em cada mês no nível de tensão  $n$  e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$ , previsto para o ano  $t$   
 $NC_{i\ BTE,t}$  Somatório do número de clientes em cada mês em BTE e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$  de BTE, previsto para o ano  $t$   
 $NC_{i\ BTN,t}$  Somatório do número de clientes em cada mês em BTN e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária  $i$  de BTN, previsto para o ano  $t$ .

2 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização de Redes correspondem ao número de clientes discriminados por nível de tensão e opção tarifária.

## SECÇÃO VI

### Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização

Artigo 136.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 — Os preços das tarifas de Comercialização são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos permitidos ao comercializador de último recurso na actividade de Comercialização, definidos no artigo 86.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CNT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^C \quad (135)$$

$$\tilde{R}_{CBTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{i\ BTE,t} \times TF_{BTE,t}^C \quad (136)$$

$$\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR} = \sum_i NC_{i\ BTN,t} \times TF_{BTN,t}^C \quad (137)$$

com:

$n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = \text{MAT, AT e MT}$ )  
 $i$  Opções tarifárias  $i$  do nível de tensão  $n$ , ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}_{CNT,t}^{CR}$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em MAT, AT e MT, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{CBTE,t}^{CR}$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTE, previstos para o ano  $t$   
 $\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR}$  Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTN, previstos para o ano  $t$   
 $TF_{NT,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano  $t$   
 $TF_{BTE,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano  $t$   
 $TF_{BTN,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano  $t$   
 $NC_{i,n,t}$  Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão  $n$  e da opção tarifária  $i$ , previsto para o ano  $t$



$NC_{iBTE,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária $i$ de BTE, previsto para o ano $t$
$NC_{iBTN,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária $i$ de BTN, previsto para o ano $t$ .

2 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização correspondem ao número de clientes do comercializador de último recurso em cada nível de tensão e opção tarifária.

## SECÇÃO VII

### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 137.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais

1 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{E,t}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,t}^{CR} \quad (138)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano $t$
$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t$
$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$
$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t$
$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t$
$\tilde{R}_{Credes,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano $t$
$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano $t$

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h \left( Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCF} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & \left. + \sum_i \left( Pc_{iBTN,t} \times TPC_{iBTN,t}^{TVCF} + \sum_{h'} Wh'_{iBTN,t} \times TWh'_{iBTN,t}^{TVCF} \right) \right] \quad (139) \end{aligned}$$

com:

$n$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ ( $n = \text{MAT, AT, MT e BTE}$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$h$	Período horário $h$ ( $h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$ )
$h'$	Período horário $h'$ ( $h' = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou } h' = \text{horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou } h' = \text{sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública}$ )

em que:

$Wh_{i,n,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWh_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pc_{i,n,t}$	Potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPC_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$

$TPP_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , previsto no ano $t$
$TF_{n,t}^{TVCF}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrr_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$PC_{i,BTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TPC_{i,BTN,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$
$Wh'_{i,BTN,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h'$ na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa no período horário $h'$ , na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$

2 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, nível de tensão e tipo de fornecimento, previstas para o ano  $t$ .

3 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, e por opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização.

4 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são estabelecidos anualmente.

Artigo 138.º

**Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas**

1 — A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 do artigo 137.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 — Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta = \frac{\tilde{R}_t^{TVCF}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1} \times Qx_{i,n,t}} \quad (140)$$

e

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t} \times Qx_{i,n,t} \quad (141)$$

com:

- $n$  Nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$  ( $n = \text{MAT, AT, MT, BTE e BTN}$ )
- $i$  Opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$
- $x$  Termo tarifário  $x$  da opção tarifária  $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$

em que:

- $\delta$  Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais
- $\tilde{R}_t^{TVCF}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano  $t$
- $Tx_{i,n,t}$  Preço do termo tarifário  $x$  da opção tarifária  $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , no ano  $t$
- $Qx_{i,n,t}$  Quantidade do termo tarifário  $x$  da opção tarifária  $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , no ano  $t$

b) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta_{i,n}^a = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}}{\sum_x Tx_{i,n,t-1} \times Qx_{i,n,t}} \quad (142)$$

em que:

$\delta_{i,n}^a$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas.
$Tx_{i,n,t}^a$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano $t$

3 — As variações tarifárias por opção tarifária  $i$  do tipo de fornecimento ou nível de tensão  $n$  ( $\delta_{i,n}$ ) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n} = \text{Min} \left[ \delta_{i,n}^a ; \Theta_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^a \geq \delta \quad (143)$$

$$\delta_{i,n} = \delta - kd \times (\delta - \delta_{i,n}^a) \text{ se } \delta_{i,n}^a < \delta \quad (144)$$

onde  $kd$  é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no artigo 137.º,

em que:

$\delta_{i,n}$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$	Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado, no ano $t$
$\Theta_{i,n}$	Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado
$kd$	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa associada à aplicação de tarifas aditivas.

4 — Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^a = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^a} \quad (145)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^a$	Variação do preço do termo tarifário $x$ , da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas.
--------------------	---

5 — Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t} = \delta x_{i,n} \times Tx_{i,n,t-1} \quad (146)$$

com:

$$\delta x_{i,n} = \text{Min} \left[ \delta x_{i,n}^a ; \Theta_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^a \geq \delta_{i,n} \quad (147)$$

$$\delta x_{i,n} = \delta_{i,n} - kd_i \times (\delta_{i,n} - \delta x_{i,n}^a) \text{ se } \delta x_{i,n}^a < \delta_{i,n} \quad (148)$$

onde  $kd_i$  é determinado por forma a serem recuperados os proveitos da opção tarifária  $i$ ,

em que:

$\delta x_{i,n}$	Variação do preço do termo tarifário $x$ , da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$\Theta_{i,n}$	Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária $i$ , do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado
$kd_i$	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária $i$ associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 — Exceptua-se da aplicação deste mecanismo a tarifa social na qual o preço de energia coincide com o preço da tarifa simples de BTN  $\leq 20,7$  kVA e os preços de potência contratada são iguais a 25 % dos preços correspondentes da tarifa simples.

Artigo 139.º

#### Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 — A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitivamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 — Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso no ano  $t$  e previstos no artigo 84.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} = \left[ \tilde{R}_{t-1}^{TVCF} - (\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{C,t-1}^{CR}) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (149)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-1$ , a incorporar nos proveitos do ano $t$ .
$\tilde{R}_{t-1}^{TVCF}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{URT,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{URD,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{Credes,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{C,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano $t-1$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{ R_{t-2}^{TVCF} - \left( R_{CREE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{Credes,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR} \right) \right\} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta_{prov}^{TVCF} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (150)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$ , a incorporar nos proveitos do ano $t$
$R_{t-2}^{TVCF}$	Proveitos facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano $t-2$
$R_{E,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-2$
$R_{UGS,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$
$R_{URT,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$
$R_{URD,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
$R_{Credes,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano $t-2$
$R_{C,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano $t-2$
$\Delta_{prov}^{TVCF}$	Ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ e incluído nos proveitos do ano em curso como sendo $\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

## SECÇÃO VIII

### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 140.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{AGS,t}^A + \tilde{R}_{D,t}^A + \tilde{R}_{C,t}^A + SRAA_t \quad (151)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF}$	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$
----------------------	---

$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das seguintes tarifas, no ano $t$ : tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$\tilde{R}_{D,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t$
$\tilde{R}_{C,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização, no ano $t$
$SRAA_t$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$ , a determinar de acordo com o estabelecido no n.º 6 do artigo 141.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFEA} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h \left( Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFEA} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFEA} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCFEA} + \right. \\ & + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFEA} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCFEA} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFEA} \left. \right] + \\ & + \sum_i \left( Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFEA} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFEA} \right) \end{aligned} \quad ( 152 )$$

com:

$n$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento ( $n = MT$ e $BTE$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$h$	Período horário $h$ ( $h =$ horas de ponta, cheias e vazio)
$h'$	Período horário $h'$ ( $h' =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias, ou $h' =$ horas fora de vazio para as tarifas bi-horárias, ou $h' =$ sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWh_{i,n,t}^{TVCFEA}$	Preço da energia activa no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pc_{i,n,t}$	Potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPC_{i,n,t}^{TVCFEA}$	Preço da potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPP_{i,n,t}^{TVCFEA}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , previsto para o ano $t$
$TF_{n,t}^{TVCFEA}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrf_{i,n,t}^{TVCFEA}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrr_{i,n,t}^{TVCFEA}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pc_{i,BTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TPC_{i,BTN,t}^{TVCFEA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$
$Wh'_{i,BTN,t}$	Energia activa no período horário $h'$ na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFEA}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h'$ , na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$ .

2 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano  $t$ .

3 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal continental, aplicáveis em cada nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização.

4 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

#### Artigo 141.º

##### Mecanismo de convergência para tarifas aditivas na RAA

1 — A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos do número 3 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 — Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^A = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \quad (153)$$

com:

$n$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ ( $n = \text{MT, BTE e BTN}$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$x$	Termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$

em que:

$\delta^A$	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
$\tilde{R}_t^{TVCFA}$	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t$ , de acordo com o n.º 1 do artigo 140.º
$Tx_{i,n,t-1}^A$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$
$Qx_{i,n,t-1}^A$	Quantidade do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$

b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{cA} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \quad (154)$$

em que:

$\delta^{cA}$	Variação tarifária global na RAA associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento
$Tx_{i,n,t-1}^A$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$
$Tx_{i,n,t}^c$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano $t$
$Qx_{i,n,t}^A$	Quantidade do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$

c) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta_{i,n}^{aA} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \quad (155)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{aA}$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas
$Tx_{i,n,t}^a$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano $t$

d) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAA, escaladas por forma a obter-se o nível de proveitos definidos no artigo 140.º

$$\delta_{i,n}^{cA} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{cA}} \quad (156)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{cA}$  Variação tarifária da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAA, escaladas por forma a obter-se a variação tarifária global.

3 — As variações tarifárias por opção tarifária  $i$  do tipo de fornecimento ou nível de tensão  $n$  ( $\delta_{i,n}^A$ ) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n}^A = \text{Min} \left[ \delta_{i,n}^{cA}; \Theta_{i,n}^A \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^{cA} \geq \delta^A \quad (157)$$

$$\delta_{i,n}^A = \delta^A - kd^A \times (\delta^A - \delta_{i,n}^{cA}) \text{ se } \delta_{i,n}^{cA} < \delta^A \quad (158)$$

onde  $kd^A$  é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no artigo 140.º

em que:

$\delta_{i,n}^A$  Variação tarifária da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$

$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$  Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado no ano  $t$

$\Theta_{i,n}^A$  Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária média da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , no ano  $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$kd^A$  Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa, associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

4 — Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação determinada no número anterior, por opção tarifária, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{aA} = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^A} \times \frac{\delta_{i,n}^A}{\delta_{i,n}^{aA}} \quad (159)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{aA}$  Variação do preço do termo tarifário  $x$ , da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas, escaladas por forma a obter-se a variação para a opção tarifária.

5 — Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t}^A = \delta x_{i,n}^A \times Tx_{i,n,t-1}^A \quad (160)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^A = \text{Min} \left[ \delta x_{i,n}^{aA}; \Theta x_{i,n}^A \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^{aA} \geq \delta_{i,n}^A \quad (161)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_{i,n}^A - kd_i^A \times (\delta_{i,n}^A - \delta x_{i,n}^{aA}) \text{ se } \delta x_{i,n}^{aA} < \delta_{i,n}^A \quad (162)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^A$  Variação do preço do termo tarifário  $x$ , da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$

$\Theta x_{i,n}^A$  Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária  $i$  do nível de tensão ou tipo de fornecimento  $n$ , no ano  $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$kd_i^A$  Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária  $i$  associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 — A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental equivalentes, do ano  $t$ , às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 142.º

#### Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo na RAA

1 — A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA com preços transitória e diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 — Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano  $t$  são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = R_{t-2}^{TVCFA} - (R_{AGS,t-2}^A + R_{D,t-2}^A + R_{C,t-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (163)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCFA}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano $t-2$ , a incorporar nos proveitos do ano $t$
$R_{t-2}^{TVCFA}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, no ano $t-2$
$R_{AGS,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$ : tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$R_{D,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
$R_{C,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização, no ano $t-2$
$SRAA_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano $t-2$ .

### SECÇÃO IX

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 143.º

#### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{D,t}^M + \tilde{R}_{C,t}^M + SRAM_t \quad (164)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCFM}$	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t$
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das seguintes tarifas, no ano $t$ : tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$\tilde{R}_{D,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t$
$\tilde{R}_{C,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização em Portugal continental, no ano $t$
$SRAM_t$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t$ , a determinar de acordo com o estabelecido no n.º 6 do artigo 144.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM}) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCFM} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & + \sum_i \left( Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM} \right) \end{aligned} \quad (165)$$



com:

$n$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ ( $n = AT, MT$ e $BTE$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$h$	Período horário $h$ ( $h =$ horas de ponta, cheias e vazio)
$h'$	Período horário $h'$ ( $h' =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou $h' =$ horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou $h' =$ sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWh_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia activa no período horário $h$ , na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pc_{i,n,t}$	Potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPc_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPp_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , previsto para o ano $t$
$TF_{n,t}^{TVCFM}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrf_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TWrr_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$
$Pc_{i,BTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TPc_{i,BTN,t}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$
$Wh'_{i,BTN,t}$	Energia activa fornecida no período horário $h'$ na opção tarifária $i$ de BTN, prevista para o ano $t$
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h'$ , na opção tarifária $i$ de BTN, no ano $t$ .

2 — As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano  $t$ .

3 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal continental, aplicáveis em cada nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização.

4 — Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 144.º

#### Mecanismo de convergência para tarifas aditivas na RAM

1 — A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos do número 3 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 — Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^M = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1}^M \times Q x_{i,n,t}^M} \quad (166)$$

com:

$n$	Nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ ( $n = AT, MT, BTE$ e $BTN$ )
$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$x$	Termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$

em que:

$\delta^M$	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
$\tilde{R}_t^{TVCFM}$	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, de acordo com o n.º 1 do artigo 143.º
$Tx_{i,n,t-1}^M$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$
$Qx_{i,n,t-1}^M$	Quantidade do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$ .

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{cM} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \quad (167)$$

em que:

$\delta^{cM}$	Variação tarifária global na RAM associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento
$Tx_{i,n,t-1}^M$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t-1$
$Tx_{i,n,t}^c$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano $t$
$Qx_{i,n,t}^M$	Quantidade do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$

c) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas

$$\delta_{i,n}^{aM} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \quad (168)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{aM}$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas.
$Tx_{i,n,t}^a$	Preço do termo tarifário $x$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano $t$

d) Variação por opção tarifária associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAM, escaladas por forma a obter-se o nível de proveitos definidos no artigo 143.º

$$\delta_{i,n}^{cM} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \times \frac{\delta^M}{\delta^{cM}} \quad (169)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{cM}$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental na RAM, escaladas por forma a obter-se a variação tarifária desejada.
---------------------	--

3 — As variações tarifárias por opção tarifária  $i$  do tipo de fornecimento ou nível de tensão  $n$  ( $\delta_{i,n}^M$ ) são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n}^M = \text{Min} \left[ \delta_{i,n}^{cM} ; \Theta_{i,n}^M \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^{cM} \geq \delta^M \quad (170)$$

$$\delta_{i,n}^M = \delta^M - kd^M \times \left( \delta^M - \delta_{i,n}^{cM} \right) \text{ se } \delta_{i,n}^{cM} < \delta^M \quad (171)$$

onde  $kd^M$  é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no artigo 143.º

em que:

$\delta_{i,n}^M$	Variação tarifária da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$\frac{IP_t}{IP_{t-1}}$	Evolução do índice de preços implícitos no consumo privado, no ano $t$
$\Theta_{i,n}^M$	Factor que estabelece o limite máximo da variação tarifária média da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado
$kd^M$	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa associada à aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

4 — Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação determinada no número anterior, por opção tarifária, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{aM} = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^M} \times \frac{\delta_{i,n}^M}{\delta_{i,n}^{aM}} \quad (172)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{aM}$	Variação do preço do termo tarifário $x$ , da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , associada à aplicação de tarifas aditivas escaladas por forma a obter-se a variação para a opção tarifária.
-----------------------	--

5 — Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t}^M = \delta x_{i,n}^M \times Tx_{i,n,t-1}^M \quad (173)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^M = \text{Min} \left[ \delta x_{i,n}^{aM}; \Theta_{i,n}^M \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^{aM} \geq \delta_{i,n}^M \quad (174)$$

$$\delta x_{i,n}^M = \delta_{i,n}^M - kd_i^M \times \left( \delta_{i,n}^M - \delta x_{i,n}^{aM} \right) \text{ se } \delta x_{i,n}^{aM} < \delta_{i,n}^M \quad (175)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^M$	Variação do preço do termo tarifário $x$ , da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$
$\Theta_{i,n}^M$	Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária $i$ do nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , no ano $t$ , em função da evolução do índice de preços implícitos no consumo privado
$kd_i^M$	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária $i$ associada à aplicação de tarifas aditivas.

6 — A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM não deve ser inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental equivalentes, do ano  $t$ , às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 145.º

#### Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo na RAM

1 — A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 — Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano  $t$ , são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS,t-2}^M + R_{D,t-2}^M + R_{C,t-2}^M) - SRAM_{t-2} \quad (176)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCFM}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano $t$ .
$R_{t-2}^{TVCFM}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes da RAM, no ano $t-2$
$R_{AGS,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$ : tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
$R_{C,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização em Portugal continental, no ano $t-2$
$SRAM_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano $t-2$ .

## CAPÍTULO VI

### Procedimentos

#### SECÇÃO I

#### Disposições gerais

##### Artigo 146.º

#### Frequência de fixação das tarifas

- 1 — As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3.
- 2 — Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção VII.
- 3 — A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.
- 4 — Os procedimentos associados a uma fixação excepcional são definidos na Secção VIII.

##### Artigo 147.º

#### Período de regulação

- 1 — O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de três anos.
- 2 — Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 3 — Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente Regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas.
- 4 — Os procedimentos associados à fixação normal dos parâmetros, prevista nos n.ºs 2 e 3, são definidos na Secção IX.
- 5 — A título excepcional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.
- 6 — Os procedimentos associados à revisão excepcional prevista no número anterior são definidos na Secção X.

#### SECÇÃO II

#### Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

##### Artigo 148.º

#### Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

- 1 — A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do Agente Comercial e do operador da rede de transporte em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.
- 2 — A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ( $t-2$ ), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.
- 3 — As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:
  - a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ( $t-1$ );
  - b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte ( $t$ ).
- 4 — A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 e 3 deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.
- 5 — Os valores do balanço e da demonstração de resultados e da demonstração para o ano seguinte ( $t$ ) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ( $t-1$ ).
- 6 — Os investimentos referidos nos n.ºs 2 e 3, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.
- 7 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ( $t-2$ ).
- 8 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ( $t-1$ ) e ao ano seguinte ( $t$ ).
- 9 — O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ( $t-2$ ) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia activa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida:
  - a) Entregas de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT;
  - b) Aquisição de energia eléctrica a produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica.

10 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos marginais imputáveis aos serviços de sistema e aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

11 — Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início do período de regulação, um «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental» de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

12 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- i) Até 1 de Maio de cada ano, informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência, verificados no ano anterior ( $t-2$ );
- ii) Até 15 de Junho de cada ano, a informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência estimados para o ano  $t-1$  e previstos para o ano  $t$ .

13 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o justificativo, do movimento global da conta de correcção de hidraulicidade, referente ao ano anterior ( $t-2$ ), acompanhado de um relatório de um auditor independente.

14 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, informação sobre os movimentos mensais da correcção de hidraulicidade, estimados para o ano  $t-1$  e previstos para o ano  $t$ .

15 — A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- i) Até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior ( $t-2$ );
- ii) Até 15 de Junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano  $t-1$ .

#### Artigo 149.º

##### Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 — O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica por produtor com contrato de aquisição de energia eléctrica;
- b) Custos de funcionamento associados à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano os proveitos, por hora, decorrentes da venda de energia eléctrica nos mercados organizados, incluindo o preço dos mercados organizados nessa hora.

3 — O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano a seguinte informação relativa ao balanço de energia eléctrica:

- a) Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia eléctrica;
- b) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.

#### Artigo 150.º

##### Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, de modo a permitir evidenciar as funções de Gestor do Sistema e de Acerto de Contas, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados à gestão do sistema;
- b) Custos associados ao acerto de contas.

2 — Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação;
- b) Amortizações relativas aos terrenos afectos ao domínio público hídrico;
- c) Amortizações relativas aos terrenos afectos às zonas de protecção hídricas;
- d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema;
- e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma;
- f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro;
- g) Custos com os serviços do sistema, incluindo custos com contratos de interruptibilidade;
- h) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos;
- i) Custos relativos ao «Plano de Promoção da Eficiência no Consumo» aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV;
- j) Movimentos mensais da correcção de hidraulicidade;

3 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema;
- b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do sistema;
- c) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do sistema;
- d) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

#### Artigo 151.º

##### Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados ao planeamento, operação e manutenção da rede de transporte.
- b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.
- c) Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- d) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental» de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão;

- b) Proveitos provenientes da gestão de congestionamentos nas interligações;  
 c) Proveitos decorrentes da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente o valor da compensação entre operadores das redes de transporte.

### SECÇÃO III

#### Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

##### Artigo 152.º

##### Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

1 — A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 — A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (*t-2*), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 — As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RND, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*);  
 b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (*t*).

4 — A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 e 3 deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 — Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (*t*) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (*t-1*).

6 — A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

7 — A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (*t-1*) e ao ano seguinte (*t*).

8 — A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (*t-2*):

- a) Entregas de energia eléctrica a clientes;  
 b) Diagramas de carga tipo referidos no artigo 127.º, artigo 131.º, artigo 133.º e artigo 134.º

9 — A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (*t-2*):

- a) Entregas de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT;  
 b) Entregas de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição em BT, que não sejam, cumulativamente, detentores de concessão da RND, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.

10 — Nos casos em que o comercializador de último recurso em BT opte por fornecimentos ao abrigo do n.º 6 do artigo 17.º ou do n.º 2 do artigo 19.º, a entidade concessionária da RND deve enviar informação relativa aos fornecimentos de cada comercializador de último recurso em BT, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (*t-2*).

11 — As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

12 — As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

13 — O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

14 — Para as entregas de energia eléctrica estabelecidas na alínea a) do n.º 8, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 10 e dos consumos de energia eléctrica.

15 — A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE até 15 de Junho um «Plano de investimentos em sistemas de gestão do processo de mudança de fornecedor», devidamente justificado, que garanta o adequado nível técnico de operacionalidade do mercado e a liberdade e facilidade de actuação dos vários agentes, bem como a eficiência na utilização dos recursos, permitindo a efectiva repercussão dos desejados ganhos globais de eficiência no sector nos preços de electricidade.

16 — O plano de investimento deve ser desagregado por nível de tensão e tipo de fornecimento a fim de se proceder à correcta imputação desses custos aos diversos clientes.

17 — A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as acções executadas e os custos incorridos.

18 — A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Apoio à Reestruturação, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, actividade e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o distribuidor e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do PAR.

19 — A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

20 — Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea c) do n.º 8, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE a seguinte informação:

- a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos a clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses;  
 b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária e tri-horária;  
 c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTE.

21 — Nos termos do número anterior, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de Junho de cada ano, uma proposta que deve incluir, designadamente:

- a) Caracterização e actualização das amostras por tipo de ciclo de contagem;
- b) Caracterização de equipamentos de medição a instalar;
- c) Prazo de instalação de equipamentos de medição.

22 — Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início do período de regulação, um «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental» de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

#### Artigo 153.º

##### **Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

1 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos relacionados com a gestão global do sistema imputáveis às entregas a clientes;
- b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.

2 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

#### Artigo 154.º

##### **Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**

1 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão;
- b) Encargos legais:
  - i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração;
  - ii) Outros encargos legais, designadamente, encargos relacionados com o regime de licenças vinculadas.
- c) Custos de capital relacionados com os activos da distribuição, por nível de tensão:
  - i) Amortizações da rede de distribuição e outro equipamento relacionado com a rede de distribuição;
  - ii) Encargos financeiros imputados à exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
- d) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme o relatório de execução do «Plano de Promoção do Desempenho Ambiental» de acordo com o previsto no Secção VII do Capítulo IV;
- e) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso;
- b) Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição;
- c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

3 — A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção VIII do Capítulo IV;
- b) A informação necessária para determinação do valor da energia não distribuída (END), de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

#### Artigo 155.º

##### **Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização de Redes**

1 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Comercialização de Redes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos à actividade de Comercialização de Redes, desagregados da seguinte forma:
  - i) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados;
  - ii) Custos de facturação e de cobrança;
  - iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial;
  - iv) Custos relacionados com a gestão do processo de mudança de fornecedor.
- b) Custos de capital:
  - i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final;
  - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa;
  - iii) Encargos financeiros.
- c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Comercialização de Redes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente;
- b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização de Redes nas entregas, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.

c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Redes e que não resultam nem da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição nem da prestação de serviços regulados.

#### SECÇÃO IV

### Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

#### Artigo 156.º

#### Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

1 — O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos e activo fixo associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 — O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ( $t-2$ ), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 — O comercializador de último recurso apenas deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por actividade e nível de tensão.

4 — As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, para o ano em curso ( $t-1$ ).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, para o ano seguinte ( $t$ ).
- c) As demonstrações de resultados e os orçamentos dos investimentos devem ser enviados por actividade e nível de tensão.

5 — Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte ( $t$ ) são elaborados considerando que se mantém em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ( $t-1$ ).

6 — O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ( $t-2$ ).

7 — O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ( $t-1$ ) e ao ano seguinte ( $t$ ).

8 — O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica a clientes, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior ( $t-2$ ).

9 — O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior ( $t-2$ ).

10 — No caso dos fornecimentos ao abrigo do n.º 2 do artigo 19.º, o comercializador de último recurso, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica aos clientes dos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior ( $t-2$ ).

11 — As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

12 — As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

13 — O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

14 — Para os fornecimentos de energia eléctrica do comercializador de último recurso deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 10 e dos consumos de energia eléctrica.

15 — O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, verificada no ano anterior ( $t-2$ ):

- a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas através de contratos bilaterais;
- b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas aos produtores em regime especial, por tecnologia;
- c) Quantidades de energia eléctrica adquiridas nos mercados organizados;
- d) Quantidades de energia eléctrica adquiridas em leilões.

16 — O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso ( $t-1$ ) e ao ano seguinte ( $t$ ):

- a) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir através de contratos bilaterais;
- b) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir aos produtores em regime especial, por tecnologia;
- c) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir nos mercados organizados;
- d) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir em leilões.

17 — O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

18 — O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, o montante recuperado de dívidas anteriores a 1999 para as quais tinha sido constituída provisão, por nível de tensão e actividade.

19 — O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Apoio à Reestruturação, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o comercializador de último recurso e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do PAR.

20 — Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

21 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais;
- b) Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, por tecnologia;
- c) Custos de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados;
- d) Custos de aquisição de energia eléctrica em leilões.



e) Custos de funcionamento relacionados com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos;

f) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

22 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifária;
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de acordo com as diferentes opções tarifárias;
- c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

#### Artigo 157.º

##### **Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

1 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos relacionados com a gestão global do sistema no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso;
- b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso;
- c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso;
- d) Custos relacionados com a comercialização de redes da entidade concessionária da RND no âmbito da actividade de Comercialização de Redes imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

2 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão;
- b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão;
- c) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão;
- d) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, por nível de tensão.

#### Artigo 158.º

##### **Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização**

1 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos a esta actividade, desagregados da seguinte forma:
  - i) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados;
  - ii) Custos de facturação e de cobrança;
  - iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
  - i) Amortizações;
  - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa;
  - iii) Encargos financeiros.
- c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização, por nível de tensão e opção tarifária;
- b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos casos de mora;
- c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização e que não resultam nem da aplicação da tarifa de Comercialização nem da prestação de serviços regulados.

#### SECÇÃO V

##### **Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA**

#### Artigo 159.º

##### **Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA**

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (*t-2*), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 — As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (*t-1*).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (*t*).

4 — A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 e 3 deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 — Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (*t*) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (*t-1*).

6 — Os investimentos referidos nos n.ºs 2 e 3, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

7 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

8 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (*t-1*) e ao ano seguinte (*t*).

9 — O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (*t-2*) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados;
- b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados;
- c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica aos clientes.

10 — As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) do n.º 9 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

11 — As potências referidas na alínea c) do n.º 9 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

12 — Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 9, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

13 — Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 9, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 11 e dos consumos de energia eléctrica.

14 — Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início do período de regulação, um «Plano de Promoção de Desempenho Ambiental», de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

15 — No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (*t*), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

16 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuição da RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (*t-2*).

#### Artigo 160.º

##### Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central;
- b) Custo unitário dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos, isto é, o fuelóleo 380 e o gasóleo; custo unitário do transporte dos combustíveis da ilha da primeira descarga até à ilha de consumo; custos unitários de armazenamento;
- c) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA discriminados tendo em conta as regras de relacionamento comercial constantes no artigo 4.º do Decreto Legislativo regional n.º 26/96/A, de 24 de Setembro, mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição;
- d) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia eléctrica;
- e) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 — Os custos referidos nas alíneas d) e e) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação;
- b) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição;
- b) Custos de Comercialização;
- c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA;
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA;
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA;
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento;
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

#### Artigo 161.º

##### Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação;
- b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos;
- c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do «Plano de Promoção de Desempenho Ambiental», de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão;
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA;
- c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição;
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.

#### Artigo 162.º

#### **Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA**

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:
  - i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica;
  - ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados;
  - iii) Custos de facturação e de cobrança;
  - iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
  - i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final;
  - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA, das tarifas de Comercialização de Redes, por nível de tensão  $j$ ;
- b) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão  $j$ ;
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA;
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão ou tipo de cliente;
- e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização.

### SECÇÃO VI

#### **Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

#### Artigo 163.º

#### **Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM**

1 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 — As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (t-1);
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 — A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 e 3 deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 — Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

6 — Os investimentos referidos nos n.ºs 2 e 3, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

7 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

8 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

9 — O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados;
- b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados e a produtores em regime especial;
- c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica a clientes.

10 — As energias activa e reactiva referidas na alínea c) do n.º 9 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

11 — As potências referidas na alínea *c*) do n.º 9 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

12 — Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea *c*) do n.º 9, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

13 — Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea *c*) do n.º 9, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 11 e dos consumos de energia eléctrica.

14 — Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início do período de regulação, um «Plano de Promoção de Desempenho Ambiental», de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

15 — No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (*t*), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

16 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO2 atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (*t-2*).

#### Artigo 164.º

##### Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a*) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados do sistema público da RAM, por central;
- b*) Custo unitário de aquisição dos combustíveis; custo unitário com descarga dos combustíveis; custo unitário de armazenamento dos combustíveis e custo unitário do transporte dos combustíveis;
- c*) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição;
- d*) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia;
- e*) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 — Os custos referidos nas alíneas *d*) e *e*) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a*) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação;
- b*) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a*) Custos com o Uso da Rede de Distribuição;
- b*) Custos de Comercialização;
- c*) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a*) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuidor da RAM;
- b*) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM;
- c*) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2*, relativa ao sobrecurso estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM;
- d*) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento;
- e*) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

#### Artigo 165.º

##### Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM

1 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a*) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação;
- b*) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos;
- c*) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do «Plano de Promoção de Desempenho Ambiental», de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a*) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão;
- b*) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em *t-2*, relativa ao sobrecurso estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM;
- c*) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição;
- d*) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.

#### Artigo 166.º

##### Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a*) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:
  - i*) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica;
  - ii*) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados;
  - iii*) Custos de facturação e de cobrança;
  - iv*) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

b) Custos de capital:

- i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final;
- ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 — A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, das tarifas de Comercialização de Redes, por nível de tensão;
- b) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão;
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM;
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão ou tipo de cliente;
- e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização.

## SECÇÃO VII

### Fixação das Tarifas

Artigo 167.º

#### Balanço de energia eléctrica

Os balanços previsionais de energia eléctrica são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 168.º

#### Activos fixos a remunerar da entidade concessionária da RNT

A ERSE, com vista à definição dos activos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido na Secção I e na Secção II do Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, designadamente a relativa aos investimentos verificados no ano anterior (t-2), aos investimentos estimados para o ano em curso (t-1) e aos investimentos previstos para o ano seguinte (t).

Artigo 169.º

#### Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, nos termos da Secção II do presente Capítulo.

2 — A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 170.º

#### Custos e proveitos da entidade concessionária da RND

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RND nos termos da Secção III do presente Capítulo.

2 — A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 171.º

#### Custos e proveitos do comercializador de último recurso

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do comercializador de último recurso, nos termos da Secção IV do presente Capítulo.

2 — A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 172.º

#### Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

2 — A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 173.º

#### Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 — A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 174.º

#### Fixação das tarifas

1 — A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RND do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Outubro de cada ano.

2 — A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de Outubro de cada ano.

3 — A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

4 — A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.

5 — A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 — O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de Novembro.

7 — A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.

8 — A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de Dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 — A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.

10 — A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.

11 — Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

12 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 178.º, define os activos da entidade concessionária da RND a remunerar e os custos relevantes para regulação para o primeiro ano do novo período de regulação.

13 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 178.º, define os custos e proveitos da entidade concessionária da RND relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

14 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 178.º, define os custos e proveitos do comercializador de último recurso relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

15 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 178.º, define os custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

16 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 178.º, define os custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

17 — A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (*t*) até 15 de Outubro.

18 — O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

19 — Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

## SECÇÃO VIII

### Fixação excepcional das tarifas

#### Artigo 175.º

##### Início do processo

1 — A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

2 — O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção II, na Secção III, na Secção IV e na Secção VII do presente Capítulo pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

3 — As novas tarifas são estabelecidas para o período que decorre até ao fim do ano em curso.

4 — A ERSE dá conhecimento da decisão de iniciar uma revisão excepcional das tarifas à Autoridade da Concorrência, aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

#### Artigo 176.º

##### Fixação das tarifas

1 — A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 — A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 — A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 — A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2, para emissão de parecer.

5 — A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 — O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após recepção da proposta.

7 — A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação final das novas tarifas.

8 — A ERSE envia as tarifas aprovadas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 — A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhada de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

## SECÇÃO IX

### Fixação dos parâmetros para novo período de regulação

#### Artigo 177.º

##### Balanco de energia eléctrica

1 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia eléctrica referente ao ano anterior (*t-2*).

2 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia eléctrica referentes ao ano em curso ( $t-1$ ) e a cada um dos anos do período de regulação.

3 — Os balanços de energia eléctrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às actividades desenvolvidas pela respectiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

4 — Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

#### Artigo 178.º

##### Informação económico-financeira

1 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior ( $t-2$ ), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

2 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM enviam à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ( $t-1$ ).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.

3 — Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano em curso ( $t-1$ ) e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ( $t-1$ ).

4 — Os investimentos referidos nos n.ºs 1 e 2, para além dos valores em euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

#### Artigo 179.º

##### Fixação dos valores dos parâmetros

1 — A ERSE, com base na informação disponível, designadamente a informação recebida nos termos dos artigos anteriores, estabelece valores para os parâmetros referidos nos n.ºs 2 e 3 do artigo 147.º

2 — A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.

3 — A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.

4 — O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

5 — O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

6 — Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

## SECÇÃO X

### Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação

#### Artigo 180.º

##### Início do processo

1 — A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros relativos a um período de regulação em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 — A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.

3 — O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

4 — A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2, no prazo de 30 dias contínuos.

5 — A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excepcional dos parâmetros.

6 — A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

#### Artigo 181.º

##### Fixação dos novos valores dos parâmetros

1 — No caso de a ERSE decidir prosseguir o processo de revisão, com vista ao estabelecimento dos novos valores para os parâmetros, solicita a informação necessária à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 — A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.

3 — A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 — As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.

5 — A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.

6 — A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

7 — A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5, para efeitos de emissão do parecer.

8 — O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

9 — A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, enviando-os à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

10 — O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

## SECÇÃO XI

### Procedimentos decorrentes de alteração nas concessões de distribuição

#### Artigo 182.º

##### Início do processo

1 — O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

a) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT;

b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efectuada pela entidade concessionária da RND.

2 — A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.

3 — A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT e a entidade concessionária da RND.

#### Artigo 183.º

##### Definição da solução a adoptar

1 — A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.

2 — A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:

a) Definição de uma tarifa específica;

b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária;

c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas;

d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.

3 — A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.

4 — O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

5 — A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.

6 — A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

#### Artigo 184.º

##### Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário

1 — No caso de optar pela definição de uma tarifa específica, implicando a substituição das tarifas referidas nos n.os 4 e 5 do artigo 17.º e no artigo 19.º, a ERSE procede à definição da respectiva tarifa, solicitando a informação que considerar necessária.

2 — A ERSE dá conhecimento da tarifa estabelecida aos distribuidores envolvidos, solicitando eventuais comentários no prazo de 30 dias contínuos.

3 — A ERSE dá também conhecimento da tarifa ao Conselho Tarifário, solicitando parecer no prazo de 30 dias contínuos.

4 — A ERSE fixa a tarifa definitiva, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos.

## SECÇÃO XII

### Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

#### Artigo 185.º

##### Documentos

Sem prejuízo de outros documentos estabelecidos no presente Regulamento, são previstos os seguintes documentos complementares decorrentes das disposições deste Regulamento:

a) Tarifas em vigor, a publicar nos termos da lei, no *Diário da República*, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;

b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação;

c) Normas e metodologias complementares.

#### Artigo 186.º

##### Elaboração e divulgação

1 — Sempre que a ERSE entender que se torna necessário elaborar um documento explicitando regras ou metodologias necessárias para satisfação do determinado no presente Regulamento, informa o Conselho Tarifário da sua intenção de proceder à respectiva publicação.

2 — A ERSE dá também conhecimento às entidades afectadas, solicitando a sua colaboração.

3 — Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na Internet.



## CAPÍTULO VII

**Garantias administrativas e reclamações**

## SECÇÃO I

**Garantias administrativas**

Artigo 187.º

**Admissibilidade de petições, queixas e denúncias**

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente Regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 188.º

**Forma e formalidades**

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 189.º

**Instrução e decisão**

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

## CAPÍTULO VIII

**Disposições finais e transitórias**

## SECÇÃO I

**Disposições transitórias**

Artigo 190.º

**Ajustamentos transitórios**

A partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos CMEC, até à data de publicação das tarifas calculadas de acordo com o presente Regulamento, aplicam-se ajustamentos de forma a conciliar os valores recebidos pelos agentes durante este período e os valores que seriam devidos pela aplicação das disposições do presente Regulamento.

## SECÇÃO II

**Disposições finais**

Artigo 191.º

**Pareceres interpretativos da ERSE**

1 — As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente Regulamento.

2 — Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 — As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, sendo tal circunstância levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias.

4 — O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente Regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 192.º

**Norma remissiva**

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

Artigo 193.º

**Fiscalização e aplicação do Regulamento**

1 — A fiscalização e aplicação do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE.

2 — No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos ao mesmo diploma, e pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

Artigo 194.º

**Entrada em vigor**

1 — As disposições do presente regulamento entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.

## ANEXO

**Disposições transitórias**

Artigo 1.º

**Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma dos Açores**

1 — Em 2006, 2007 e 2008, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro I, respeitando a estrutura geral definida na Secção VI do Capítulo III.

2 — Em BT a Tarifa Outros Consumidores é aplicável a consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções A (grupos 011, 012, e 013), C e D da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

3 — Em MT a Tarifa Outros Consumidores é aplicável a consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções E (grupo 410) e H (grupo 551) da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

## QUADRO 1

## Opções tarifárias das tarifas de venda a clientes finais do SEPA

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Simples (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa bi-horária (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Organismos	20,7 a 215 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Organismos	> 20,7 kW	x	-	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	20,7 a 215 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Outros consumidores	> 20,7 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa Organismos	-	x	x	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	-	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar  
 a Existência de um preço de potência contratada
- (2) – - Preços sem diferenciação trimestral  
 x Preços com diferenciação trimestral
- (3) – 1 Sem diferenciação horária  
 2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio  
 3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
- (4) – - Não aplicável  
 x Existência de preço correspondente

## Artigo 2.º

## Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira

1 — Em 2006, 2007 e 2008, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro 2, respeitando a estrutura geral definida na Secção VII do Capítulo III.

2 — As tarifas simples (não domésticos) e bi-horária (não domésticos) são aplicáveis na facturação de consumidores não domésticos.

3 — Para efeitos do número 2, entendem-se por consumos domésticos:

- a) Os relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional;
- b) Os consumos em arrecadações ou garagens de uso particular, localizadas em anexos ou dependências de casas de habitação, ainda que medidos por contador próprio;
- c) Os consumos de pequenas bombas de água;
- d) São equiparados a consumos domésticos:
- i) Os efectuados por pessoas colectivas reconhecidas de utilidade pública, nos termos do Decreto-Lei n.º 460/77, de 7 de Novembro;
- ii) Os efectuados para a iluminação de escadas e patamares de prédios colectivos, bem como para outros usos comuns.

4 — Entende-se por consumidores especiais os consumidores agrícolas (código 0 da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2), industriais (código 1, 2, 3 da Classificação das Actividades Económicas), produtores e distribuidores de electricidade, gás e água (Secção E do código 4 da Classificação das Actividades Económicas), Instituto de Gestão de Águas e instalações de empresas situadas em parques industriais.

## QUADRO 2

## Opções tarifárias das tarifas de venda a clientes finais do SEPM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
Alta Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x

N										
(1) –	x	Existência de um preço de potência a facturar								
	a	Existência de um preço de potência contratada								
(2) –	-	Preços sem diferenciação trimestral								
	x	Preços com diferenciação trimestral								
(3) –	1	Sem diferenciação horária								
	2	Dois períodos horários: fora de vazio e vazio								
	3	Três períodos horários: ponta, cheias e vazio								
(4) –	-	Não aplicável								
	x	Existência de preço correspondente								

## ANEXO III

## Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

## CAPÍTULO I

## Disposições e princípios gerais

## Artigo 1.º

## Objecto

1 — O presente regulamento, editado ao abrigo do artigo 62.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e da alínea i) do artigo 10.º dos estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, tem por objecto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações.

2 — As disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações têm como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, bem como na Decisão da Comissão n.º 2006/770/CE, de 9 de Novembro, que altera o seu anexo, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, e em demais legislação aplicável.

## Artigo 2.º

## Âmbito

1 — As condições a que deve obedecer o acesso às redes e às interligações incluem:

- As condições em que é facultado ou restringido o acesso;
- A retribuição a que as entidades têm direito por proporcionarem o acesso às suas redes;
- As condições de utilização das interligações.

2 — Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento as seguintes entidades:

- Os clientes;
- Os comercializadores;
- O comercializador de último recurso;
- Os operadores das redes;
- Os produtores em regime ordinário;
- Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

## Artigo 3.º

**Siglas e definições**

1 — No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT — Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- b) BT — Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é inferior a 1 kV);
- c) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- d) MAT — Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);
- e) MT — Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- f) RNT — Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica;
- g) RND — Rede Nacional de Distribuição de Energia Eléctrica;
- h) SEN — Sistema Eléctrico Nacional.

2 — Para efeitos do presente regulamento entende-se por:

a) Agente de mercado — entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;

b) Barramento — ponto de ligação ou nó de uma rede eléctrica o qual interliga centros de produção de energia, activa e reactiva, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;

c) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio;

d) Co-gerador — entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro;

e) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização ou de registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;

f) Comercializador de último recurso — entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;

g) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

h) Operador da rede — entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição em MT e AT, os operadores das redes de distribuição em BT, a concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira;

i) Perdas — diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo;

j) Período horário — intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço;

k) Produtor em regime ordinário — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

l) Transporte — veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de muito alta e alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

m) Uso das redes — utilização das redes e instalações nos termos do presente regulamento.

## Artigo 4.º

**Prazos**

1 — Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 — Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do artigo 279.º do Código Civil.

3 — Os prazos fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

## Artigo 5.º

**Entidades com direito ao acesso**

O direito de acesso às redes e às interligações, de aplicação a Portugal continental, é automaticamente reconhecido a todas as entidades no momento em que se finalize o processo de ligação às redes das suas instalações, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais, designadamente:

- a) Os clientes;
- b) Os comercializadores;
- c) O comercializador de último recurso;
- d) Os produtores em regime ordinário;
- e) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.

## Artigo 6.º

**Exercício do direito de acesso dos co-geradores e das entidades por eles abastecidas**

Para efeitos do exercício do direito de acesso dos co-geradores e das entidades por eles abastecidas aplicam-se as disposições previstas para os produtores em regime ordinário, no caso dos co-geradores, e para os clientes, no caso das entidades por eles abastecidas.

## Artigo 7.º

**Entidades com obrigação de permitir o acesso**

Estão obrigados a permitir o acesso às redes e às interligações, nos termos do presente regulamento, os operadores das redes em Portugal continental, definidos na alínea h) do n.º 2 do artigo 3.º

## Artigo 8.º

**Princípios gerais**

O acesso às redes e às interligações processa-se em obediência aos seguintes princípios gerais:

- a) Salvaguarda do interesse público, incluindo a manutenção da segurança de abastecimento;
- b) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- c) Reciprocidade no uso das interligações por parte das entidades responsáveis pela gestão das redes com que o sistema eléctrico nacional se interliga;
- d) Pagamento das tarifas aplicáveis.

## CAPÍTULO II

**Acesso às redes e às interligações e Contrato de Uso das Redes**

## Artigo 9.º

**Disposições gerais**

1 — O direito de acesso às redes e às interligações, de aplicação a Portugal continental, é automaticamente reconhecido a todas as entidades referidas no artigo 5.º no termo do processo de ligação das suas instalações às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 — O acesso às redes e às interligações é formalizado com a celebração do Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente capítulo.

3 — O Contrato de Uso das Redes é formalizado por escrito e tem por objecto as condições relacionadas com o uso das redes e das interligações.

4 — O agente de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no processo de ligação às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

5 — O acesso às interligações deve obedecer, para além das condições de acesso às redes em geral, às condições técnicas relacionadas com as prioridades funcionais cometidas ao uso das interligações, como sejam a manutenção de adequados níveis de segurança e estabilidade no sistema eléctrico, nos termos definidos no Regulamento de Operação das Redes.

## Artigo 10.º

**Entidades celebrantes do Contrato de Uso das Redes**

1 — Os clientes que pretendam ser agentes de mercado devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede a que as suas instalações se encontrem ligadas, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — Os clientes que pretendam ser agentes de mercado cujas instalações se encontrem ligadas à rede de transporte devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede de distribuição em MT e AT.

3 — Os comercializadores e o comercializador de último recurso devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com os operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

4 — Os comercializadores e o comercializador de último recurso devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede de distribuição em MT e AT, quando as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas à rede de transporte.

## Artigo 11.º

**Produtores em regime ordinário**

1 — Sem prejuízo do disposto nos números seguintes, os produtores em regime ordinário estão isentos de celebrar um Contrato de Uso das Redes, não obstante, a celebração do acordo previsto no Regulamento de Operação das Redes com o operador da rede à qual as suas instalações se encontram ligadas.

2 — Os produtores hidroeléctricos que necessitem de adquirir energia eléctrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção estão isentos de celebrar um Contrato de Uso das Redes.

3 — Na aquisição de energia eléctrica para abastecimento de consumos próprios, os produtores em regime ordinário, são, para todos os efeitos, considerados clientes, devendo para tal celebrar o Contrato de Uso da Redes.

## Artigo 12.º

**Condições a integrar o Contrato de Uso das Redes**

1 — O Contrato de Uso das Redes deve integrar as condições relacionadas com o uso das suas redes e diferem consoante o tipo de agente de mercado em causa, nos termos seguintes:

- a) Clientes que pretendam ser agentes de mercado;
- b) Comercializadores;
- c) Comercializador de último recurso.

2 — O Contrato de Uso das Redes aplicável aos comercializadores e ao comercializador de último recurso integra o uso das redes de todas as instalações dos clientes do comercializador ou do comercializador de último recurso.

3 — O Contrato de Uso das Redes deve integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

- a) A periodicidade de emissão, as formas e os prazos de pagamento das facturas emitidas pelos operadores das redes;
- b) As condições comerciais aplicáveis à alteração de potência contratada e as condições comerciais aplicáveis à mudança de equipamento de medição resultante de alterações contratuais;
- c) O prazo mínimo de antecedência para denúncia do Contrato de Uso das Redes por parte do agente de mercado, prevista no artigo 14.º;
- d) As entidades a quem os operadores das redes devem comunicar a suspensão e a cessação da suspensão do Contrato de Uso das Redes, previstas no artigo 16.º;
- e) O valor da garantia a que se refere o artigo 20.º, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço;
- f) A data de entrada em vigor.

4 — O Contrato de Uso das Redes aplicável aos comercializadores e ao comercializador de último recurso deve ainda integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

- a) Os procedimentos a observar pelo comercializador ou pelo comercializador de último recurso na comunicação aos operadores das redes com os quais celebrou contrato das alterações verificadas na composição da sua carteira de clientes.
- b) Os meios de comunicação a estabelecer entre o comercializador ou o comercializador de último recurso, e os operadores das redes com os quais celebrou contrato de forma a assegurar um elevado nível de informação aos clientes.

c) Os meios de comunicação a estabelecer e os procedimentos a observar para assegurar a prestação de serviços aos clientes que impliquem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre o comercializador ou o comercializador de último recurso, e os operadores das redes.

5 — As condições do Contrato de Uso das Redes devem observar, designadamente, o disposto nos seguintes regulamentos e manuais:

- a) Regulamentos da Qualidade de Serviço, Regulamento de Relações Comerciais e Regulamento Tarifário.
- b) Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, no caso de Portugal continental.

#### Artigo 13.º

##### Condições gerais do Contrato de Uso das Redes

1 — As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes são aprovadas pela ERSE, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores das redes.

2 — A proposta apresentada pelos operadores das redes em Portugal continental deve ser conjunta.

3 — A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta dos operadores das redes, pode propor alterações às condições gerais previstas no n.º 1, sempre que considere necessário.

4 — Para efeitos do presente artigo, consideram-se em vigor as condições gerais do Contrato de Uso das Redes, à data de publicação do presente regulamento, referidas nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo anterior.

5 — Os operadores das redes devem apresentar à ERSE, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta de condições gerais de Contrato de Uso das Redes aplicável ao comercializador de último recurso.

#### Artigo 14.º

##### Duração do Contrato de Uso das Redes

1 — O Contrato de Uso das Redes tem a duração limitada a um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia do agente de mercado.

2 — A denúncia, prevista no número anterior, deve ser feita por escrito, com a antecedência mínima estabelecida no respectivo Contrato de Uso das Redes.

#### Artigo 15.º

##### Alteração da informação relativa ao agente de mercado

Qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato de Uso das Redes, relativos à identificação, residência ou sede do agente de mercado, deve ser comunicada por este aos operadores das redes com os quais celebrou contrato, através de carta registada com aviso de receção, no prazo de 30 dias a contar da data da alteração.

#### Artigo 16.º

##### Suspensão do Contrato de Uso das Redes

1 — O Contrato de Uso das Redes pode ser suspenso por:

- a) Incumprimento das disposições aplicáveis, designadamente as constantes do presente regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Operação das Redes.
- b) Incumprimento do disposto no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento da Rede de Transporte.
- c) Incumprimento do disposto no Contrato de Uso das Redes.
- d) Razões de interesse público, de serviço e de segurança, estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

2 — A suspensão do Contrato de Uso das Redes, por razões imputáveis ao agente de mercado ou por outras razões susceptíveis de pré-aviso, deve ser notificada ao agente de mercado com a antecedência mínima de 8 dias.

3 — A suspensão do Contrato de Uso das Redes determina a cessação temporária dos seus efeitos até à regularização das situações que constituíram causa para a sua suspensão.

4 — Perante a ocorrência de situação que possa constituir causa para a suspensão do Contrato de Uso das Redes, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato, para que apresente prova de que reúne de novo as condições necessárias ao cumprimento do Contrato de Uso das Redes.

5 — Da notificação referida no número anterior deve constar a causa de suspensão do Contrato de Uso das Redes, bem como o prazo previsto e os procedimentos a adotar para a sua regularização.

6 — Sempre que o operador da rede de transporte verifique a ocorrência de qualquer situação que possa constituir causa para a suspensão de algum Contrato de Uso das Redes celebrado com o operador da rede de distribuição em MT e AT, deve notificá-lo.

7 — Suspenso o Contrato de Uso das Redes, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato para, no prazo máximo de 10 dias úteis, proceder à regularização comprovada das situações que motivaram a suspensão do Contrato de Uso das Redes, sob pena de, findo o referido prazo, o contrato cessar, nos termos do artigo seguinte.

#### Artigo 17.º

##### Cessação do Contrato de Uso das Redes

1 — O Contrato de Uso das Redes pode cessar por:

- a) Acordo entre as partes.
- b) Caducidade, nas seguintes situações:
  - i) Se o cliente deixar de ser agente de mercado, ou transmitir a propriedade da instalação.
  - ii) Por extinção da licença de comercializador ou de comercializador de último recurso.

c) Rescisão, se a causa que motivou a suspensão do Contrato de Uso das Redes não for regularizada dentro do prazo estabelecido no artigo anterior.

2 — Com a cessação do Contrato de Uso das Redes extinguem-se todos os direitos e obrigações das partes, sem prejuízo do cumprimento dos encargos emergentes do contrato cessado, conferindo aos operadores das redes o direito de interromperem o fornecimento e de procederem ao levantamento do material e equipamento que lhes pertencer.

#### Artigo 18.º

##### Direito à prestação de garantia

1 — Os operadores das redes, enquanto entidades titulares do Contrato de Uso das Redes, têm direito à prestação de garantia por parte dos agentes de mercado.

- 2 — A garantia prestada visa assegurar o cumprimento das obrigações decorrentes do Contrato de Uso das Redes.  
 3 — As regras aplicáveis à utilização e restituição da garantia são as estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 19.º

**Meios e forma de prestação de garantia**

Salvo acordo entre as partes, a garantia é prestada em numerário, cheque, transferência electrónica, garantia bancária ou seguro-caução.

Artigo 20.º

**Valor da garantia**

1 — O valor da garantia prestada deve ser calculado tendo em conta os encargos com o acesso às redes, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2 — O valor da garantia prestada, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço, são estabelecidos no âmbito do Contrato de Uso das Redes.

Artigo 21.º

**Prestação de informação pelos operadores das redes**

Os operadores das redes devem fornecer aos agentes de mercado com os quais celebraram o Contrato de Uso das Redes, nomeadamente, a seguinte informação:

- a) Interrupções programadas do fornecimento de energia eléctrica com origem nas redes;
- b) Iniciativas dos operadores das redes com intervenção nos locais de consumo, como sejam a substituição de equipamentos de medição ou de dispositivos de controlo de potência;
- c) Problemas de qualidade da onda de tensão existentes numa determinada região;
- d) Tempos de interrupção do fornecimento de energia eléctrica a cada cliente que seja agente de mercado e a cada um dos clientes dos comercializadores e do comercializador de último recurso, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

**CAPÍTULO III**

**Informação a prestar pelos operadores das redes**

Artigo 22.º

**Informação a prestar pelos operadores das redes**

1 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem disponibilizar, aos agentes de mercado e outras entidades interessadas, informação técnica que lhes permita conhecer as características das suas redes.

2 — Da informação a divulgar pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT deve constar, nomeadamente:

- a) A localização geográfica das linhas e das subestações e a área de abrangência geográfica das subestações;
- b) As principais características da rede, das linhas e das subestações, bem como as variações destas características, de acordo com a época do ano;
- c) A potência de curto-circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos barramentos MT, AT e MAT das subestações;
- d) O tipo de ligação do neutro à terra;
- e) Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações;
- f) Identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes;
- g) Informação quantitativa e qualitativa relativa à continuidade de serviço e à qualidade da onda de tensão, nomeadamente através dos indicadores e das características, previstos no respectivo Regulamento da Qualidade de Serviço.

3 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.

4 — A informação divulgada pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado e outras entidades interessadas, nos pedidos de informação referidos no número anterior.

5 — A informação deve estar disponível, nomeadamente nas suas páginas de Internet e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

6 — A informação deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respectivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de Dezembro de cada ano.

7 — O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental devem estabelecer mecanismos de troca de informação recíproca, de forma a assegurar a coerência entre as informações acerca das suas redes.

8 — Os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem apresentar um documento único relativo à informação das respectivas redes de transporte e de distribuição.

9 — Os documentos referidos no n.º 7 devem ser enviados à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.

10 — Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no artigo 41.º

Artigo 23.º

**Informação a prestar para efeitos de acesso às interligações**

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve disponibilizar, aos agentes de mercado, informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua efectiva utilização.

2 — Da informação a divulgar para efeitos de acesso às interligações pelo operador da rede de transporte em Portugal continental deve constar, nomeadamente:

- a) A localização geográfica das linhas e das subestações;
- b) As principais características das instalações;
- c) Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações, nos termos do Capítulo VI do presente regulamento;
- d) Os valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais previstos nos termos do artigo 33.º;
- e) As actualizações diárias dos valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais, nos termos do artigo 33.º;
- f) Os valores da capacidade de interligação técnica e para fins comerciais efectivamente utilizados.
- g) Identificação e justificação dos principais congestionamentos ocorridos com impacte na capacidade de interligação.

- 3 — A informação apresentada deve ainda permitir, aos agentes de mercado, a identificação dos principais desenvolvimentos previstos.
- 4 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação relativa às interligações.
- 5 — A informação sobre interligações divulgada para efeitos de acesso às interligações deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado nos pedidos de informação referidos no número anterior.
- 6 — A informação para efeitos do acesso às interligações deve estar disponível aos agentes de mercado, nomeadamente nas suas páginas de Internet e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.
- 7 — A informação para efeitos do acesso às interligações deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respectivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de Dezembro do ano anterior.
- 8 — Os documentos referidos no número anterior devem ser enviados à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.
- 9 — Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no artigo 41.º

## CAPÍTULO IV

### Retribuição pelo uso das instalações e serviços

#### SECÇÃO I

#### Retribuição pelo uso das instalações e serviços

##### Artigo 24.º

#### Retribuição pelo uso das instalações e serviços

- 1 — Os operadores das redes têm o direito de receber uma retribuição pelo uso das suas instalações e serviços inerentes, pela aplicação da tarifa de acesso relativa ao nível de tensão a que a instalação do cliente está ligada e tipo de fornecimento aplicável, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.
- 2 — A tarifa referida no número anterior é publicada em conjunto com as restantes tarifas do sector eléctrico, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.
- 3 — Os períodos tarifários aplicáveis na facturação da tarifa referida no n.º 1 são publicados pela ERSE no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte.
- 4 — As grandezas a medir para o cálculo da tarifa referida no n.º 1 são determinadas nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.
- 5 — Compete aos operadores das redes cobrar os valores relativos à tarifa referida no n.º 1, nos termos previstos no Contrato de Uso das Redes.

##### Artigo 25.º

#### Entidades responsáveis pela retribuição pelo uso das instalações e serviços

- 1 — Os clientes são responsáveis pelo pagamento das tarifas referidas no n.º 1 do artigo anterior, pela apresentação da garantia definida no artigo 18.º e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, de acordo com os preços publicados anualmente pela ERSE, e compensações previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, sem prejuízo do disposto no número seguinte.
- 2 — Nos fornecimentos de energia eléctrica a clientes constituídos nas carteiras de comercializadores, considera-se que a responsabilidade pelo pagamento das tarifas, pela apresentação da garantia e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados e compensações, referidos no n.º 1, são transferidas para o comercializador.
- 3 — A responsabilidade do comercializador do cliente, identificada no número anterior, cessa quando comunicado ao operador das redes que:
- a) O cliente mudou de comercializador;
  - b) Ocorreu a cessação do contrato estabelecido entre o comercializador e o cliente.

- 4 — Nos casos referidos no n.º 2, os operadores das redes emitem uma factura única para cada comercializador com os quais celebraram contrato, que corresponde à soma das retribuições pelo uso das instalações e serviços, de cada cliente.
- 5 — Sempre que um cliente constituído na carteira de um comercializador tenha direito às compensações referidas no n.º 1, o operador das redes com que o comercializador celebrou contrato deve prestar ao actual comercializador as compensações, devendo este transferi-las para o cliente.

#### SECÇÃO II

#### Informação sobre investimentos nas redes e interligações

##### Artigo 26.º

#### Projectos de investimentos e relatório de execução do orçamento

- 1 — Para efeitos da determinação da retribuição pelo uso das instalações e serviços, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem enviar à ERSE os projectos de investimento que pretendem efectuar nas suas redes, identificando as redes abrangidas e a calendarização da sua execução.
- 2 — Os projectos de investimento devem contemplar os três anos seguintes ao ano em que são apresentados, devendo incluir o orçamento de investimentos para o ano seguinte ao de apresentação dos projectos.
- 3 — Para o primeiro ano dos projectos de investimento, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem descrever o orçamento de investimentos nas suas redes a executar no ano seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos em que irão investir, da calendarização das obras e dos respectivos valores de investimento previstos.
- 4 — Devem ser elaborados projectos de investimento relativos às seguintes redes, por parte do respectivo operador:
- a) Rede de transporte;
  - b) Interligações;
  - c) Rede de distribuição em MT e AT.

- 5 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem estabelecer mecanismos de troca de informação recíproca de forma a assegurar a coerência entre os projectos de investimento nas suas redes, designadamente da informação relativa às alternativas de ligação.
- 6 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve prever, em conjunto com o operador do sistema eléctrico com o qual a rede de transporte em Portugal continental está interligada a nível internacional, a prestação recíproca de informação de forma a assegurar a coerência entre os projectos de investimento nas suas redes.



7 — Os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem apresentar um documento único relativo aos projectos de investimento das respectivas redes de transporte e de distribuição.

8 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem enviar os projectos de investimento à ERSE, incluindo o orçamento de investimentos para o ano seguinte, para aprovação, para efeito de reconhecimento na base de activos e para cálculo das tarifas, até ao dia 15 de Junho do ano anterior ao início de cada período de regulação, de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário.

9 — Até ao dia 1 de Maio de cada ano, o operador da rede de transporte em Portugal continental, e os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ainda enviar à ERSE o relatório de execução do orçamento do ano anterior, com indicação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

10 — Os orçamentos de investimentos e os relatórios de execução do orçamento do ano anterior, referidos no número anterior, devem, nomeadamente, identificar:

- a) A caracterização física das obras;
- b) A data de entrada em exploração;
- c) Os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra.

11 — Para os anos seguintes, os projectos de investimento nas redes devem apresentar as alternativas de desenvolvimento das mesmas, identificando para cada alternativa:

- a) A lista das obras a executar e respectiva justificação;
- b) O prazo de execução;
- c) O valor orçamentado;
- d) A repartição dos encargos, para projectos que envolvam outras entidades.

12 — Os projectos de investimento, após aprovação da ERSE, e o relatório de execução do orçamento devem ser divulgados nos termos previstos no artigo 41.º

#### Artigo 27.º

#### Realização de investimentos nas redes e nas interligações

1 — Os investimentos nas redes e nas interligações devem ser realizados de acordo com os procedimentos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro, que procede à transposição para a ordem jurídica interna da Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho, relativa à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Directiva 98/4/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro.

2 — Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3 — Para efeitos do número anterior, os investimentos nas redes e interligações devem ser realizados de acordo com as regras comunitárias de contratação pública:

- a) Os investimentos realizados na sequência de concurso público são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas;
- b) Os investimentos realizados na sequência de concurso com recurso à prévia qualificação de fornecedores são igualmente aceites para efeitos de repercussão nas tarifas, ficando condicionados a análise da ERSE.

### CAPÍTULO V

#### Ajustamento para perdas

##### Artigo 28.º

#### Ajustamento para perdas

1 — Constitui objectivo do ajustamento para perdas relacionar a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

2 — Para efeitos de determinação da quantidade de energia eléctrica que deve ser colocada, em cada hora, na rede através do mercado organizado ou por contratação bilateral, são aplicados perfis horários de perdas aos valores de energia activa dos consumos previstos, nos termos do disposto no artigo seguinte.

3 — Para efeitos de tarifas, são aplicados factores de ajustamento para perdas por período tarifário aos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4 — Para efeitos da aplicação dos números anteriores, a ERSE publica os valores dos factores de ajustamento para perdas por período tarifário no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte.

5 — Os perfis horários de perdas referidos no n.º 2, são aprovados pela ERSE.

6 — Os perfis horários de perdas são diferenciados por rede, de transporte ou de distribuição e por nível de tensão.

7 — Os operadores das redes devem enviar à ERSE uma proposta de perfis horários de perdas e uma proposta de valores dos factores de ajustamento para perdas por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano.

##### Artigo 29.º

#### Ajustamento para perdas em Portugal continental

1 — A energia eléctrica a colocar, em cada hora, nas redes em Portugal continental para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica na rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

- a) Em MAT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{MAT})$ ;
- b) Na fronteira em AT da rede de transporte com a rede de distribuição:  $E_p = E_C \times (1 + p_{AT/RT})$ ;
- c) Na rede de distribuição em AT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{AT/RT}) \times (1 + p_{AT})$ ;
- d) Na rede de distribuição em MT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{AT/RT}) \times (1 + p_{AT}) \times (1 + p_{MT})$ ;
- e) Na rede de distribuição em BT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{AT/RT}) \times (1 + p_{AT}) \times (1 + p_{MT}) \times (1 + p_{BT})$ .

2 — As siglas utilizadas nas fórmulas do número anterior têm o seguinte significado:

- a) EP — energia activa a colocar na rede, por período horário;
- b) EC — energia activa de consumo dos clientes do respectivo nível de tensão, por período horário;

c)  $p_{MAT}$  e  $p_{AT/RT}$  — perfis horários de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT e à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respectivamente.

d)  $p_{AT}$ ,  $p_{MT}$  e  $p_{BT}$  — perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, respectivamente.

#### Artigo 30.º

### Ajustamento para perdas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1 — A energia eléctrica a colocar, em cada hora, nas redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica nas redes de transporte e distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de acordo com as seguintes fórmulas:

a) Na rede de transporte e distribuição em AT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{ATi})$ .

b) Na rede de transporte e distribuição em MT:  $E_p = E_C \times (1 + p_{ATi}) \times (1 + p_{MTi})$ .

2 — As siglas utilizadas nas fórmulas do número anterior têm o seguinte significado:

a) EP — energia activa a colocar na rede, por período horário.

b) EC — energia activa de consumo dos clientes do respectivo nível de tensão, por período horário.

c)  $p_{ATi}$  e  $p_{MTi}$  — perfis horários de perdas nas redes de transporte e distribuição em AT e MT, respectivamente, para a ilha i.

d) i — ilhas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com rede eléctrica em MT.

## CAPÍTULO VI

### Capacidade e gestão das interligações

#### Artigo 31.º

#### Disposição geral

O presente capítulo aplica-se exclusivamente a Portugal continental.

#### Artigo 32.º

#### Metodologia dos estudos para determinação da capacidade de interligação para fins comerciais

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental na sua função de Gestor de Sistema deve disponibilizar informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais, aos agentes de mercado, que pretendam importar ou exportar energia eléctrica.

2 — Para efeitos do número anterior, o operador da rede de transporte em Portugal continental deve efectuar os estudos necessários à determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais, referida no n.º 1, simulando diferentes cenários de produção e de consumo para os diferentes regimes de hidraulicidade e de eolicidade.

3 — A metodologia utilizada nos estudos previstos no número anterior deve, sempre que possível, ser acordada entre o operador da rede de transporte em Portugal continental e o seu homólogo espanhol, tendo em conta as recomendações e as regras aplicáveis na União Europeia relativas à gestão das redes interligadas.

4 — A metodologia prevista no número anterior deve referir os estudos efectuados para determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais para cada um dos meses do próximo ano civil, bem como os estudos de base às suas actualizações diárias.

5 — Para efeitos do presente artigo, considera-se em vigor a metodologia aprovada, à data de publicação do presente regulamento.

6 — A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental pode propor alterações à metodologia previstas no n.º 3, sempre que considere necessário.

7 — A divulgação da metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais processa-se nos termos do artigo 41.º

#### Artigo 33.º

#### Determinação dos valores da capacidade de interligação

1 — Os estudos a efectuar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, previstos no artigo anterior, devem evidenciar, para cada situação de rede, os seguintes valores:

a) Capacidade técnica de cada linha de interligação;

b) Valores de produção e consumo em cada nó da rede de transporte em Portugal continental;

c) Capacidade máxima da interligação, indicando os trânsitos de energia eléctrica em cada linha e o elemento da rede de transporte em Portugal continental que limita a capacidade;

d) Valores de reserva de capacidade, devidamente justificados;

e) Capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais, no sentido da importação e da exportação;

f) Identificação e justificação dos principais congestionamentos previstos com impacte na capacidade de interligação.

2 — Os estudos efectuados e os valores indicativos da capacidade disponível para importação e exportação deles resultantes, relativos a cada um dos meses do próximo ano civil, devem ser realizados de forma coordenada entre o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, e o seu homólogo espanhol, tomando em consideração a informação relevante fornecida por este.

3 — Para efeitos do número anterior, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, deve tomar como valores da capacidade disponível de importação e exportação que pode ser utilizada para fins comerciais os mínimos dos valores encontrados por cada operador para cada sentido de fluxo e para cada período.

4 — Os estudos efectuados e os de valores de capacidades referidos no número anterior devem ser enviados à ERSE até 30 de Novembro de cada ano.

5 — A impossibilidade de obtenção dos valores referidos no número anterior deve ser comunicada à ERSE, apresentando-se as respectivas razões.

6 — Os valores indicativos da capacidade disponível para importação e exportação de cada mês devem ser actualizados e divulgados até ao dia 15 do mês anterior, com indicação quantitativa da fiabilidade prevista.

7 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve actualizar e divulgar os valores da capacidade de importação e exportação disponível para fins comerciais em base horária, para a semana e para o dia seguintes.

#### Artigo 34.º

#### Divulgação dos valores da capacidade de interligação

1 — Com base nos estudos e na informação previstos no n.º 2 e n.º 3 do artigo anterior, respectivamente, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, deve proceder à divulgação dos valores indicativos da capacidade de

interligação disponível para fins comerciais, relativos ao ano civil seguinte, e das actualizações mensais e trimestrais desses valores, referidas no n.º 5 do artigo anterior.

2 — Sem prejuízo do disposto no n.º 2 do artigo anterior, sempre que o operador da rede de transporte em Portugal continental identifique a necessidade de rever os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais aprovados, deve apresentar à ERSE novo estudo, acompanhado da justificação das alterações efectuadas.

3 — A divulgação dos valores referidos nos números anteriores processa-se nos termos do artigo 41.º

#### Artigo 35.º

##### Gestão das interligações

1 — A gestão das interligações e a atribuição de capacidade na interligação aos agentes de mercado é efectuada, considerando os princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, bem como na Decisão da Comissão n.º 2006/770/CE, de 9 de Novembro, que altera o seu anexo, segundo o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, aprovado em Conselho de Reguladores do MIBEL, a 15 de Março de 2006.

2 — O mecanismo previsto no número anterior deve permitir colocar à disposição dos agentes de mercado a capacidade máxima das interligações e das redes de transporte que afectem os fluxos transfronteiriços, no respeito dos padrões de segurança do funcionamento da rede e tendo em atenção as regras e recomendações aplicáveis na União Europeia.

3 — O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha baseia-se nos seguintes princípios:

- a) Ser não discriminatório;
- b) Ser baseado em mecanismos de mercado;
- c) Fornecer sinais económicos eficazes aos agentes de mercado e aos operadores das redes de transporte envolvidos;
- d) Resultar de mútuo acordo entre o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, e o seu homólogo espanhol;
- e) Só existir lugar a pagamento pelos direitos de utilização da capacidade no caso de a procura, em cada horizonte temporal, exceder a oferta, nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

4 — O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha assenta em dois processos complementares:

- a) Atribuição de direitos físicos de capacidade através da realização de leilões explícitos de capacidade, em vários horizontes temporais anteriores ao horizonte diário;
- b) Separação de mercados, em horizonte diário e intradiário, a ser implementada no caso de congestionamento na interligação.

5 — O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha deve estabelecer os âmbitos temporais dos leilões, que não pode exceder um ano, e a distribuição de capacidade entre os diferentes processos e âmbitos temporais.

6 — A capacidade comercial de exportação e importação da interligação disponível para leilão é publicada pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, em colaboração com o seu homólogo espanhol, antes da realização de cada uma das sessões.

7 — A entrada em vigor do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha ocorre no dia 1 de Julho de 2007, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

#### Artigo 36.º

##### Leilões explícitos de capacidade

1 — A capacidade total oferecida, no processo de leilões explícitos, deve evitar que a atribuição total da capacidade dê lugar a um saldo líquido de programas na interligação que supere a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, em conjunto com o seu homólogo espanhol, deve atribuir a capacidade de interligação em função dos preços oferecidos, começando a atribuição pela oferta de preço mais elevado, e continuando até esgotar a capacidade disponível para esse leilão.

3 — A atribuição da capacidade de interligação produz uma obrigação de pagamento firme para o agente de mercado adjudicatário que é função do preço e do volume de capacidade atribuída nos diferentes horizontes temporais, tal como se define no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

4 — Não existe pagamento pela atribuição de capacidade naqueles casos em que a procura seja igual ou inferior à oferta de capacidade.

5 — A capacidade adquirida pode ser posta à venda em leilões explícitos posteriores, pelos agentes de mercado adjudicatários, ou transferida para terceiros mediante acordo bilateral, devendo os agentes de mercado adjudicatários notificar a mudança de titularidade dos direitos aos operadores das redes de transporte.

6 — O titular que não notifique o uso da capacidade no prazo estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, renuncia ao seu uso cedendo-a ao processo de Separação de Mercados, recebendo uma compensação económica conforme o disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º

7 — A utilização da capacidade atribuída nos leilões explícitos é notificada aos operadores das redes de transporte antes da sessão do mercado diário correspondente, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

8 — Toda a capacidade que não for objecto de notificação no âmbito do número anterior é oferecida no processo de separação de mercados.

9 — O acerto de contas a aplicar às transacções nas interligações é efectuado pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e deve processar-se de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

10 — Os volumes e os preços que resultem dos processos de leilões explícitos são publicados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

#### Artigo 37.º

##### Separação de mercados

1 — Antes de cada sessão do mercado diário, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, em coordenação com o seu homólogo espanhol, envia ao Operador de Mercado a informação relativa à capacidade disponível na interligação no sentido exportador e importador, tendo em conta o saldo resultante das capacidades atribuídas em cada um dos sentidos, para a sua consideração no processo de encontro de ofertas correspondente.

2 — A participação no processo de separação de mercados articula-se mediante a apresentação de ofertas de compra e venda de energia no mercado diário e intradiário, podendo participar neste processo todos os agentes de mercado autorizados para a compra e venda de energia nos mercados mencionados.

3 — O Operador de Mercado, na realização do encontro de ofertas do mercado diário e intradiário, deve ter em conta a capacidade comercial disponível comunicada pelos operadores das redes de transporte, garantindo em todo o instante que o saldo líquido dos programas na interligação não supere a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

4 — As ofertas de compra e venda de energia que sejam programadas no processo de separação de mercados serão liquidadas aos preços marginais que resultem no mercado diário e intradiário para cada uma das zonas, portuguesa e espanhola, no correspondente período de programação.

5 — A liquidação do mercado diário e intradiário depois da aplicação do processo de separação de mercados dará lugar a receitas iguais ao produto, em cada hora, da diferença dos preços zonais pela capacidade de interligação efectivamente utilizada no quadro de referência do processo de separação de mercados.

6 — A capacidade associada aos direitos físicos de capacidade de interligação previamente adquiridos nos leilões explícitos, que tenha sido objecto de programação antes da sessão do mercado diário e intradiário, não será considerada para efeitos do número anterior.

7 — Os agentes de mercado que dispo de capacidade atribuída no processo de leilões explícitos, descrito no artigo anterior, decidam renunciar ao seu uso conforme estabelecido no n.º 8 do artigo 36.º, obtêm um direito de cobrança igual ao produto da dita capacidade pela diferença positiva entre os preços marginais horários zonais do mercado diário.

#### Artigo 38.º

##### **Redução da capacidade comercial da interligação**

1 — Caso a capacidade de interligação fique reduzida antes da notificação de uso referida no n.º 7 do artigo 36.º, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, em colaboração com o seu homólogo espanhol, deve proceder à publicação dos novos valores da capacidade de interligação e, uma vez finalizado o prazo de notificação de uso, deve proceder, quando assim for necessário, à repartição mediante rateio proporcional da capacidade disponível entre os titulares de direitos físicos de capacidade que hajam sido atribuídos.

2 — O agente de mercado proprietário da capacidade que resulte reduzida receberá uma compensação económica valorizada tendo como base a diferença positiva existente entre o preço da zona importadora e o preço da zona exportadora, no mercado diário.

3 — Se a redução de capacidade de interligação tiver lugar após a programação de qualquer tipo de transacção, a capacidade programada será considerada firme e será garantida pelos operadores das redes de transporte mediante acções coordenadas de redespacho em ambos os sistemas, salvo em casos de força maior em que o agente de mercado proprietário da capacidade que seja reduzida receberá uma compensação económica valorizada de acordo com a média ponderada dos valores pelos quais foram leiloados os direitos referidos, nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

#### Artigo 39.º

##### **Receitas das rendas de congestionamentos e custos de redespacho**

1 — As receitas das rendas de congestionamentos são geridas nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

2 — As receitas obtidas em resultado da realização de leilões explícitos, assim como as receitas decorrentes da diferença de preços resultante da separação de mercados, devem ser destinadas prioritariamente a:

a) Compensação económica aos agentes que, dispo de capacidade atribuída nos leilões explícitos, optem por a ceder ao mercado para que seja utilizada por outros agentes interessados;

b) Compensação económica aos agentes que, dispo de capacidade atribuída nos leilões explícitos, não a possam utilizar devido a uma redução de capacidade na interligação posterior;

c) Compensação económica do sistema eléctrico importador no montante que resulta do produto da quantidade correspondente à redução posterior de capacidade, pela diferença de preços resultante da separação de mercados.

3 — As receitas remanescentes, devem ser repartidas equitativamente por ambos os sistemas eléctricos, devendo o operador da rede de transporte aplicar o montante recebido:

a) Nos custos causados pelos redespachos que venham a verificar-se necessários;

b) Em investimentos nas suas redes para manter ou aumentar a capacidade de interligação.

4 — Para compensar a redução de energia efectivamente transitada na interligação, o sistema exportador deve compensar o sistema importador pela energia não exportada, ao preço do sistema exportador resultante da separação de mercados.

5 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente à ERSE, até ao dia 1 de Maio, informação sobre o montante das receitas provenientes de rendas de congestionamento referentes ao ano civil anterior, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

#### Artigo 40.º

##### **Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha**

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor de Sistema, deve enviar à ERSE, para aprovação, a proposta conjunta do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha que vier a ser acordada com o seu homólogo espanhol.

2 — A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental, pode propor alterações ao manual previsto no n.º 1, sempre que considere necessário.

3 — A divulgação do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha processa-se nos termos do artigo 41.º

## CAPÍTULO VII

### **Divulgação da informação**

#### Artigo 41.º

##### **Divulgação da informação sobre as redes e as interligações**

1 — Os operadores das redes devem publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página na Internet, os documentos seguintes:

a) As condições gerais do Contrato de Uso das Redes, para os vários tipos de agentes de mercado, previstas no artigo 13.º;

b) Os documentos com informação a prestar pelos operadores das redes, previstos no artigo 22.º;

c) Os documentos com informação para efeitos de acesso às interligações, previstos no artigo 23.º;

d) Os projectos de investimentos nas redes e o relatório de execução do orçamento do ano anterior, previstos no artigo 26.º

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve ainda publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página na Internet, os seguintes documentos:

a) A metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais, prevista no artigo 32.º;

- b) Os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, bem como os estudos que serviram de base à sua determinação, previstos no artigo 33.º, imediatamente após a sua determinação ou actualização;
- c) O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha previsto no artigo 35.º;
- d) O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha previsto no artigo 40.º

## CAPÍTULO VIII

### Garantias administrativas

#### Artigo 42.º

#### Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

#### Artigo 43.º

#### Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

#### Artigo 44.º

#### Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

## CAPÍTULO IX

### Resolução de conflitos

#### Artigo 45.º

#### Disposições gerais

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

2 — As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

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

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

5 — A ERSE tem por objecto promover a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

#### Artigo 46.º

#### Arbitragem voluntária

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

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do sistema eléctrico nacional 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.

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

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

#### Artigo 47.º

#### Mediação e conciliação de conflitos

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

2 — Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3 — As regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação são as constantes do Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos aprovado pela ERSE.

4 — 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 X

### Disposições finais e transitórias

#### Artigo 48.º

#### Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infracção ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório estabelecido nos Decretos-Lei n.os 183/95, 184/95 e 185/95, todos de 27 de Julho, com a nova redacção que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, bem como nos estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

Artigo 49.º

**Pareceres interpretativos da ERSE**

1 — As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 — Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 — As entidades que solicitaram os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 — O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 50.º

**Norma remissiva**

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

Artigo 51.º

**Fiscalização e aplicação do regulamento**

1 — A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento são da competência da ERSE.

2 — No âmbito da fiscalização do presente regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelos seus estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos a este diploma, pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, bem como pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 52.º

**Aplicação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

1 — O presente regulamento não se aplica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira salvo nas disposições que não contrariem o âmbito da derrogação que lhes foi concedida pela União Europeia através da Decisão da Comissão n.º 2004/920/CE, de 20 de Dezembro, e da Decisão da Comissão n.º 2006/375/CE, de 23 de Maio.

2 — O estabelecido no número anterior não prejudica o dever de prestação de informação previsto no presente regulamento, nomeadamente no Capítulo III, Capítulo IV, Capítulo V e Capítulo VII.

Artigo 53.º

**Entrada em vigor**

O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

ANEXO IV

**Regulamento de Operação das Redes**

CAPÍTULO I

**Disposições gerais**

SECÇÃO I

**Princípios e disposições gerais**

ARTIGO 1.º

**Objecto**

O presente Regulamento, editado ao abrigo do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, tem como objectivo estabelecer:

a) As condições que permitam a gestão dos fluxos de electricidade na rede nacional de transporte (RNT), assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que esteja ligada, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação;

b) As condições em que o operador da rede transporte monitoriza as indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitoriza as cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores;

c) As garantias do acesso dos operadores da rede à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou às redes de distribuição, que os habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções;

d) As condições para a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, mediante a contratação e mobilização de serviços de sistema.

Artigo 2.º

**Âmbito**

1 — Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento as seguintes entidades:

- a) Operador da rede de transporte;
- b) Produtores;
- c) Operadores das redes de distribuição;
- d) Clientes ligados directamente à rede de transporte;
- e) Co-geradores e as entidades por eles abastecidas;
- f) Agente Comercial;
- g) Agentes de mercado;
- h) Comercializadores;
- i) Comercializador de último recurso;
- j) Operadores de mercado.

## Artigo 3.º

**Siglas e definições**

1 — No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT — Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- b) BT — Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);
- c) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- d) MAT — Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);
- e) MIBEL — Mercado Ibérico de Electricidade;
- f) MT — Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- g) RNT — Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental;
- h) SEN — Sistema Eléctrico Nacional.

2 — Para efeitos do presente regulamento entende-se por:

- a) Agente comercial — entidade responsável pela compra e venda de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE), nos termos previstos no Capítulo VI do Regulamento de Relações Comerciais;
- b) Agente de mercado — entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio;
- d) Co-gerador — entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro;
- e) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização ou de registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;
- f) Comercializador de último recurso — entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;
- g) Contrato de uso das redes — contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- h) Contrato bilateral físico — contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a colocar na rede e a outra a receber a energia eléctrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato;
- i) Deslastre de carga — interrupção da alimentação de alguns consumos de energia eléctrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência;
- j) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes de alta, média e baixa tensão para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- k) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica;
- l) Interruptibilidade — regime de contratação de energia eléctrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico;
- m) Operador de mercado — entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo e pela concretização de actividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação. (Artigo 57.º do DL 172/2006);
- n) Operador da rede — entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição em MT e AT, operadores das redes de distribuição em BT;
- o) Perdas — diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo;
- p) Período de acerto de contas — intervalo de tempo no qual a energia eléctrica é facturada ao mesmo preço;
- q) Período de indisponibilidade — período em que o funcionamento de uma instalação ou de um equipamento fique total ou parcialmente limitado, abreviadamente designado por indisponibilidade;
- r) Ponto de ligação — ponto da rede onde se faz a entrega ou a recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações;
- s) Produtor em regime especial — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, co-geração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica;
- t) Produtor em regime ordinário — pessoa singular ou colectiva que produz energia eléctrica tal como definida no artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro;
- u) Programa de contratação de energia — programa que estabelece as compras e as vendas de energia eléctrica, de acordo com os preços das ofertas de compra e de venda e o preço de encontro, resultante do encontro de ofertas;
- v) Recepção de energia eléctrica — entrada física de energia eléctrica na rede pública;
- w) Serviços de sistema — meios e contratos necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança e qualidade de um sistema eléctrico, mas excluindo aqueles que são tecnicamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções;
- x) Transporte — transmissão de energia eléctrica numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para os efeitos de recepção dos produtores e de entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- y) Uso das redes — utilização das redes e instalações nos termos previstos no Regulamento Acesso às Redes e às Interligações.

## Artigo 4.º

**Prazos**

1 — Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 — Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do artigo 279.º do Código Civil.

3 — Os prazos fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

#### Artigo 5.º

##### Atribuições do Gestor de Sistema

O Gestor de Sistema é a função da actividade de Gestão Global do Sistema que assegura a coordenação do funcionamento das instalações do SEN e das instalações ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, as seguintes atribuições:

- a) Coordenação do funcionamento da RNT, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de ligação de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a clientes ligados directamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e qualidade de serviço estabelecidos;
- b) Coordenação das indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitorização das cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros electroprodutores e propor, à entidade responsável pela monitorização do abastecimento, reservas mínimas para as albufeiras e verificar o seu cumprimento;
- c) Verificação técnica da operação do sistema eléctrico, após recebidas as informações relativas aos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado;
- d) Gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a resolução de congestionamentos, nos termos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal — Espanha, descrito no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações;
- e) Gestão dos serviços de sistema necessários ao equilíbrio entre produção e consumo e à operação em segurança do sistema eléctrico;
- f) Identificação das necessidades de serviços de sistema;
- g) Gestão da contratação de serviços de sistema através de mecanismos eficientes, transparentes e competitivos para a reserva do sistema e a compensação dos desvios de produção e de consumo de energia eléctrica, assegurando a respectiva liquidação;
- h) Previsão da utilização dos equipamentos de produção e do nível das reservas hidroeléctricas necessários à garantia de segurança de abastecimento e à segurança da operação no curto e no médio prazos.

#### Artigo 6.º

##### Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema

1 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve, designadamente, detalhar as seguintes matérias:

- a) Programação de exploração e sua modificação;
- b) Critérios de segurança da exploração;
- c) Verificação técnica da programação;
- d) Informação necessária para a gestão do sistema, incluindo a informação relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados e as das comunicações de concretização de contratos bilaterais;
- e) Comunicação de instruções de despacho e respectivo conteúdo;
- f) Comunicação de declarações de disponibilidade e respectivo conteúdo;
- g) Pedidos de ensaios e de regimes especiais de exploração;
- h) Comunicação entre o Gestor de Sistema e os produtores;
- i) Comunicação entre o Gestor de Sistema e o operador da rede de distribuição em MT e AT, ou os utilizadores da rede;
- j) Comunicação entre o Gestor de Sistema e os operadores das redes com que a RNT está interligada;
- k) Caracterização das situações de carência de energia eléctrica ou de potência;
- l) Actuação em caso de alteração da frequência;
- m) Actuação em caso de alteração do estado de funcionamento dos grupos;
- n) Activação de contratos de interruptibilidade;
- o) Planos de deslastre de cargas;
- p) Planos de reposição do serviço;
- q) Plano de necessidade de serviços de sistema;
- r) Mecanismos de contratação de serviços de sistema;
- s) Verificação da garantia de abastecimento e da segurança da operação no curto e médio prazos;
- t) Plano de indisponibilidades;
- u) Capacidade da interligação para fins comerciais;
- v) Informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou às redes de distribuição que possibilitam a realização de análises e estudos necessários para o desempenho da gestão do sistema;
- w) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

2 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente Regulamento.

3 — A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta do operador da rede de transporte pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

4 — O operador da rede de transporte deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, nomeadamente na sua página da Internet.

5 — As entidades a quem se aplique o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema devem cumprir as suas disposições, designadamente prestando ao Gestor de Sistema toda a informação com impacte na exploração do sistema e na coordenação de indisponibilidades.

#### Artigo 7.º

##### Sistemas informáticos e de comunicação do Gestor de Sistema

1 — O operador da rede de transporte deve manter operacionais os sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Gestor de Sistema, designadamente os que asseguram a exploração do sistema e a sua simulação.

2 — O operador da rede de transporte deve impedir qualquer transmissão de informação entre o Gestor de Sistema e as suas restantes funções fora dos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável, através de adequados critérios de acesso aos sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Gestor de Sistema.

3 — O operador da rede de transporte deve dar conhecimento à ERSE de qualquer acesso do exterior aos sistemas previstos no número anterior.

4 — A proposta de Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema a apresentar à ERSE pelo operador da rede de transporte deve contemplar soluções concretas que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.



## SECÇÃO II

**Princípios gerais da gestão do sistema**

## Artigo 8.º

**Princípios gerais**

1 — O exercício, pelo operador da rede de transporte, da sua função de Gestor de Sistema está sujeito à observância dos seguintes princípios:

- a) Salvaguarda do interesse público;
- b) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- c) Não discriminação;
- d) Concretização dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta do Sistema Eléctrico Nacional e da interligação com outros sistemas eléctricos;
- e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

2 — A aplicação das regras estabelecidas no presente Regulamento tem como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

## Artigo 9.º

**Auditoria**

1 — A verificação da prossecução dos princípios gerais consagrados no artigo anterior é assegurada pela existência de mecanismos de auditoria para o seu acompanhamento e verificação.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte, no desempenho da função de Gestor de Sistema, deve proceder à realização de auditorias internas ao seu funcionamento, com uma periodicidade anual.

3 — Os resultados das auditorias referidas no número anterior devem ser enviados à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que dizem respeito.

4 — O disposto no n.º 2 não prejudica a possibilidade da ERSE efectuar auditorias externas à forma de funcionamento da função Gestor de Sistema.

## Artigo 10.º

**Segurança e qualidade de serviço**

O operador da rede de transporte, no desempenho da função de Gestor de Sistema, deve respeitar critérios que assegurem a manutenção de níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados, em conformidade com o disposto no presente Regulamento, no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento da Qualidade de Serviço e nas recomendações técnicas internacionais aplicáveis, designadamente as regras da UCTE — União para a Coordenação do Transporte de Electricidade.

## CAPÍTULO II

**Programação da exploração**

## Artigo 11.º

**Programa diário base de funcionamento**

1 — O Gestor de Sistema deve elaborar o programa diário base de funcionamento, observando os níveis de segurança e qualidade de serviço regulamentares, tendo em conta os seguintes programas e contratos:

- a) Programa diário base, elaborado pelo Operador de Mercado;
- b) Contratos bilaterais físicos, comunicados pelos agentes de mercado.

2 — As entidades envolvidas devem enviar os programas e contratos referidos no número anterior, bem como as respectivas desagregações das unidades de produção nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, por forma a permitir que este elabore o programa diário base de funcionamento, que deve discriminar a energia eléctrica total e a energia eléctrica a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, bem como a energia eléctrica importada ou exportada através das interligações, em cada hora.

## Artigo 12.º

**Critérios de segurança**

1 — O Gestor de Sistema é responsável pelo estabelecimento de critérios de segurança para a exploração do sistema eléctrico, com base, nomeadamente, nos seguintes valores:

- a) Potência admissível nos transformadores, autotransformadores e linhas da rede de transporte, incluindo as interligações;
- b) Níveis mínimos de reserva para a regulação de frequência-potência.

2 — A metodologia para o estabelecimento dos critérios de segurança e os valores referidos no número anterior, bem como os mecanismos de divulgação, são estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, devendo a mesma ser compatível com os padrões de segurança exigidos pela UCTE, nomeadamente os estabelecidos no «Operation Handbook» e respeitar os acordos estabelecidos com o operador de sistema espanhol.

3 — O Gestor de Sistema pode alterar os valores estabelecidos, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, sempre que ocorram condicionalismos de exploração que justifiquem a sua alteração.

4 — O Gestor de Sistema deve divulgar as alterações, bem como os motivos dessa actuação.

## Artigo 13.º

**Verificação técnica do programa diário base de funcionamento**

1 — O Gestor de Sistema deve verificar a exequibilidade técnica do programa diário base de funcionamento respeitando os critérios definidos nos termos do artigo anterior.

2 — Sempre que a referida verificação técnica a tal obrigue, o Gestor de Sistema deve introduzir as modificações necessárias no programa diário base de funcionamento, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

## Artigo 14.º

**Programa diário viável e programa previsional de reserva**

1 — Concluída a verificação técnica, o Gestor de Sistema deve elaborar o programa diário viável, que, a partir do programa diário base de funcionamento e do programa previsional de compras a Produtores em Regime Especial elaborado pelo comercializador de último recurso, deve discriminar a energia eléctrica total e a energia eléctrica média a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, bem como os valores de reserva secundária atribuídos, e a energia eléctrica importada ou exportada através das interligações, em cada hora.

2 — Após finalizar o programa diário viável, o Gestor de Sistema deve enviar às entidades envolvidas os programas respectivos, bem como as eventuais alterações introduzidas.

3 — Elaborado e divulgado o programa diário viável, o Gestor de Sistema deve estabelecer um programa previsional de reserva, simulando a mobilização ou desmobilização de geração de forma a assegurar a cobertura do consumo do sistema eléctrico nacional por si previsto nas condições de segurança estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

## Artigo 15.º

**Programa horário final**

1 — O Gestor de Sistema deve estabelecer o programa horário final incorporando no programa diário viável os ajustes de geração e consumo resultantes das sessões do mercado intradiário, bem como a mobilização ou desmobilização de geração necessária para satisfazer o consumo eléctrico nacional, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — Após finalizar o programa horário final, o Gestor de Sistema deve enviar às entidades envolvidas os programas respectivos.

## Artigo 16.º

**Modificações ao programa horário final**

1 — O Gestor de Sistema pode alterar o programa horário final, sempre que ocorram alterações imprevisíveis aos pressupostos que serviram de base à sua elaboração, como sejam alterações de topologia da rede de transporte motivadas por incidentes, indisponibilidades fortuitas de grupos geradores, alteração na evolução do consumo ou na produção em regime especial, ou mediante solicitação dos produtores, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — O Gestor de Sistema deve elaborar diariamente o programa horário operativo efectuado, decorrente do programa horário final e das alterações nele introduzidas previamente à operação em tempo real, disponibilizando às entidades envolvidas as modificações das parcelas correspondentes.

3 — As modificações ao programa horário final devem ser devidamente justificadas, sendo facultadas as justificações às entidades envolvidas sempre que solicitado, através do envio das informações relativas ao programa em causa, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

## CAPÍTULO III

**Exploração do sistema em tempo real**

## SECÇÃO I

**Disposições gerais**

## Artigo 17.º

**Noção e âmbito**

1 — A exploração do sistema em tempo real é assegurada através do controlo e operação do sistema eléctrico.

2 — O controlo do sistema em tempo real, baseado na permanente monitorização do seu estado de funcionamento, visa os seguintes objectivos:

a) A manutenção ou reposição dos valores de tensão, frequência e trânsitos de energia dentro dos limites estabelecidos, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares, os padrões de segurança exigidos pela UCTE, nomeadamente os mencionadas no «Operation Handbook», e o respeito pelos acordos estabelecidos com o operador de sistema espanhol;

b) A permanente confrontação das condições efectivas de exploração do sistema e, se necessário, a modificação do programa horário operativo estabelecido;

c) A detecção e diagnóstico tempestivo de incidentes ou de situações passíveis de colocar em risco a segurança do sistema eléctrico e a identificação de medidas tendentes a minimizar o impacto da sua ocorrência, nomeadamente nos casos em que possa estar em causa a continuidade do abastecimento de energia eléctrica.

3 — A operação do sistema em tempo real consiste na execução das manobras decorrentes das decisões tomadas na fase de controlo.

## Artigo 18.º

**Participação na exploração do sistema**

1 — As entidades com instalações ligadas à RNT ou às redes de distribuição devem prestar ao Gestor de Sistema toda a informação relevante que o habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções, nomeadamente através do preenchimento da base de dados estrutural do sistema eléctrico, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — As entidades abrangidas pelo presente regulamento devem prestar assistência permanente, na sua esfera de competência, à exploração do sistema, devendo, em especial, manter o Gestor de Sistema tempestivamente informado das condições de funcionamento das suas instalações, de acordo com o estipulado no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

3 — O Gestor de Sistema deve coordenar a exploração do sistema eléctrico com as entidades nacionais ou estrangeiras relevantes.

4 — Todas as entidades abrangidas pela aplicação do presente regulamento devem participar na exploração do sistema, designadamente:

a) Cumprindo as disposições estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema;

b) Operando e assegurando a manutenção das respectivas instalações;

c) Executando as instruções de despacho, excepto em condições excepcionais em que considerem haver risco para a segurança de pessoas ou bens;

d) Actuando, no âmbito das suas competências, na reposição de serviço em caso de incidente.

5 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve identificar as situações que possam constituir excepção ao cumprimento do disposto no número anterior.

## Artigo 19.º

**Acesso às instalações dos utilizadores das redes**

1 — O operador da rede de transporte pode ordenar a colocação dos equipamentos considerados necessários à exploração eficiente do sistema eléctrico, nas instalações dos utilizadores das redes.

2 — Os utilizadores das redes devem facultar o acesso às suas instalações por parte dos técnicos designados pelo operador da rede de transporte para as acções relacionadas com a:

- a) Comprovação das características de equipamentos;
- b) Manutenção de equipamentos de propriedade do operador da rede de transporte;
- c) Realização de ensaios com vista a:
  - i) Comprovar a disponibilidade declarada pelos produtores sujeitos a despacho, tanto no domínio da potência activa, como dos parâmetros dinâmicos;
  - ii) Analisar o impacto na RNT do funcionamento das instalações, nomeadamente na análise do teor harmónico, funcionamento e regulação de protecções e sistemas automáticos de exploração;
  - iii) Introduzir alterações no modo de funcionamento das instalações dos utilizadores da RNT no âmbito da exploração do sistema.
  - iv) Introduzir alterações no modo de funcionamento da RNT.

## Artigo 20.º

**Variáveis de controlo e segurança**

1 — Das variáveis que permitem supervisionar o estado de funcionamento da RNT, destacam-se a frequência, a tensão, a intensidade de corrente, a potência activa, a potência aparente e a temperatura nos diversos elementos da RNT, nomeadamente linhas, autotransformadores, transformadores e aparelhagem associada.

2 — Os limites admissíveis das variáveis de controlo e segurança são estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

## Artigo 21.º

**Comunicações para a exploração do sistema**

1 — As comunicações para a exploração do sistema devem ser efectuadas exclusivamente em língua portuguesa, excepto quando o interlocutor não pertença ao SEN.

2 — Todas as comunicações telefónicas efectuadas ou recebidas nas salas de comando do Gestor de Sistema devem ser objecto de gravação.

3 — As comunicações para a exploração do sistema devem ser objecto de registo em papel, em suporte magnético, em base de dados informática ou sobre qualquer outro suporte acordado entre os interessados, quer pelo Gestor de Sistema quer pelos seus interlocutores, com identificação destes, indicação de hora confirmada e descrição sucinta do conteúdo.

4 — As comunicações para a exploração do sistema podem ser dos seguintes tipos:

- a) Instruções de despacho, emitidas pelo Gestor de Sistema;
- b) Avisos recebidos pelo Gestor de Sistema, designadamente sobre as seguintes matérias:
  - i) Ensaios;
  - ii) Funcionamento em regimes especiais;
  - iii) Indisponibilidades;
  - iv) Operação de grupos geradores;
  - v) Manobras na RNT.
- c) Comunicações de ocorrências emitidas pelos produtores, pelo Gestor de Sistema ou pelo operador da rede de distribuição MT e AT;
- d) Informações emitidas pelas entidades abrangidas pela aplicação do presente Regulamento, destinadas à comunicação de factos relevantes para a exploração.

## SECÇÃO II

**Medidas de exploração**

## Artigo 22.º

**Instruções de despacho**

1 — Para concretização do programa horário operativo estabelecido, o Gestor de Sistema deve emitir instruções de despacho.

2 — As instruções de despacho podem ser classificadas nas seguintes categorias:

- a) Instruções para controlo de potência activa;
- b) Instruções para regulação de tensão;
- c) Instruções para realização de manobras na RNT;
- d) Instruções para modificação das condições de operação de instalações ou suspensão da modificação;
- e) Instruções extraordinárias de despacho.

3 — O Gestor de Sistema deve emitir as instruções de despacho com uma antecedência que permita a sua execução de acordo com o disposto no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e, no caso dos grupos geradores, de acordo com os parâmetros dinâmicos declarados.

4 — Os produtores sujeitos a despacho, devem, nos termos do presente Regulamento, dar cumprimento às instruções de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema.

5 — O operador da rede de distribuição MT e AT, bem como os clientes ligados à RNT, devem executar, com a brevidade possível, as instruções de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema, designadamente as relativas ao deslastre de carga manual e à activação de contratos de interruptibilidade, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

## Artigo 23.º

**Modulação da produção**

1 — O Gestor de Sistema deve modular a produção, em função do consumo, de acordo com o programa horário final.

2 — A modulação da produção deve atender a eventuais restrições de natureza técnica, bem como às restrições de carácter ambiental ou decorrentes da utilização dos locais onde os centros electroprodutores se inserem.

3 — Para efeitos do disposto nos números anteriores, o Gestor de Sistema deve manter registos auditáveis das alterações introduzidas ao programa horário final e das respectivas justificações.

## Artigo 24.º

**Avaliação da segurança da rede**

1 — O Gestor de Sistema deve avaliar o nível de segurança da rede em tempo real, de acordo com os critérios definidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, por forma a permitir a sua actuação sempre que o valor das variáveis de controlo e segurança monitorizadas em qualquer elemento esteja fora dos limites permitidos.

2 — Sempre que o Gestor de Sistema verificar que não se encontra assegurado o nível de segurança desejável de acordo com o referido no artigo anterior, deve modificar o programa horário final ou adoptar eventuais medidas extraordinárias de exploração por forma a corrigir a situação.

## Artigo 25.º

**Situações de carência absoluta de energia**

1 — O Gestor de Sistema pode decretar a situação de carência absoluta de energia sempre que ocorram situações susceptíveis de colocar em perigo a manutenção de adequados níveis de segurança do sistema eléctrico, designadamente:

- a) Situações de força maior com origem em causas externas de natureza imprevisível e irresistível;
- b) Capacidade de importação esgotada e impossibilidade de dispor de qualquer meio de produção em condições de fazer paralelo em menos de duas horas;
- c) Incapacidade de cumprimento das disposições estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço;
- d) Insuficiência de reserva secundária e terciária;
- e) Insuficiência de reserva de capacidade para controlo de tensão.

2 — Sempre que se verifique uma destas situações, o Gestor de Sistema pode declarar a situação de carência absoluta de energia e activar os contratos de interruptibilidade, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

3 — O Gestor de Sistema pode recorrer a medidas extraordinárias, definidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, quando os contratos de interruptibilidade se revelem insuficientes para ultrapassar a situação.

## Artigo 26.º

**Planos de segurança**

1 — O Gestor de Sistema deve estabelecer as medidas preventivas necessárias por forma a evitar a ocorrência de incidentes que provoquem a interrupção do serviço aos utilizadores do sistema eléctrico.

2 — Para efeitos do número anterior, o Gestor de Sistema deve antecipar as ocorrências na RNT que possam provocar a ultrapassagem dos limites definidos para os diversos elementos da RNT, através da monitorização do sistema eléctrico.

3 — O Gestor de Sistema deve estabelecer esquemas especiais de exploração ou modificar o programa horário final para garantir que os limites referidos no número anterior não sejam ultrapassados.

4 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve conter as disposições relativas aos planos de segurança.

## Artigo 27.º

**Gestão de desvios em tempo real**

1 — Sempre que existirem desvios entre a produção e o consumo, quer por alteração do consumo ou do estado de funcionamento dos grupos geradores colocados no programa horário final, o Gestor de Sistema deve verificar as necessidades de reserva secundária.

2 — Se a modulação da potência nas centrais incluídas no programa horário final originar uma diminuição dos valores de reserva secundária exigidos, será necessário mobilizar a reserva terciária de forma a repor os valores adequados de reserva secundária.

## Artigo 28.º

**Deslastre de carga**

1 — O deslastre de carga justifica-se como último recurso para preservar o funcionamento do sistema, quer numa óptica local quer nacional, em condições tecnicamente aceitáveis, e no pressuposto que a reposição da alimentação dos consumos interrompidos deve ser tão rápida quanto possível.

2 — O recurso ao deslastre de carga só tem lugar em consequência da ocorrência de acontecimentos excepcionais, não enquadráveis nos critérios de segurança normalmente adoptados, quer na programação da exploração, quer na exploração do sistema em tempo real, designadamente os que possam resultar de dificuldades de produção ou de transporte, ou da conjugação de ambos, nas seguintes condições:

- a) Perda simultânea, não programada, de múltiplos elementos da RNT ou de redes a ela ligadas;
- b) Perda simultânea, não programada, de múltiplos grupos geradores;
- c) Perda simultânea, não programada, de um elemento da RNT ou de redes a ela ligadas, e de um grupo gerador;
- d) Ocorrência de valores anómalos da frequência, da tensão ou da corrente em determinados elementos da RNT;
- e) Qualquer situação caracterizada como de força maior.

3 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve identificar, de forma tão completa quanto possível, as situações excepcionais ou de emergência referidas no número anterior.

## Artigo 29.º

**Planos de deslastre de carga**

1 — Compete ao Gestor de Sistema o estabelecimento e coordenação dos planos de deslastre de carga do sistema eléctrico, bem como a sua actualização.

2 — Os planos de deslastre de carga referidos no número anterior devem identificar o tipo de deslastre, manual ou automático, objecto do plano e a localização dos dispositivos instalados.

3 — Os planos de deslastre de carga automático devem ainda identificar os limiares fixados para as grandezas eléctricas observadas.

4 — Os planos de deslastre de carga devem ser estabelecidos com a colaboração do operador da rede de distribuição MT e AT, por forma a não afectar consumos essenciais.

5 — O plano de deslastre frequencimétrico deve ser coordenado com o plano homólogo do operador da rede com a qual a RNT está interligada.

6 — O Gestor de Sistema deve proceder, periodicamente ou sempre que tal se justifique, à simulação do plano nacional de deslastre frequencimétrico, por forma a garantir que os princípios gerais que o suportam permanecem válidos e que os consumos essenciais não são afectados.

7 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve identificar, de forma tão completa quanto possível, os planos de deslastre de carga.

## Artigo 30.º

**Registos de deslumbres**

1 — O operador da rede de transporte deve manter registos relativos a todas as ocorrências de deslumbres de carga.

2 — Os registos de deslumbres de carga devem conter, designadamente, os seguintes elementos:

- a) Zonas afectadas;
- b) Datas e horas do início e do fim dos períodos de interrupção da alimentação;
- c) Estimativa do valor da energia não fornecida;
- d) Justificação dos deslumbres, mencionando explicitamente os valores atingidos pelas grandezas associadas.

3 — Sempre que ocorram deslumbres de carga, os respectivos registos de deslumbres de carga devem ser enviados à ERSE.

## Artigo 31.º

**Coordenação do restabelecimento de serviço**

O operador da rede de transporte deve manter planos actualizados de reposição de serviço, destinados a serem utilizados no âmbito das suas competências de coordenação do restabelecimento do serviço, na sequência de incidente generalizado.

## Artigo 32.º

**Planos de reposição de serviço**

1 — O Gestor de Sistema deve estabelecer planos que integrem medidas específicas de actuação, para além de dispositivos automáticos de reposição de serviço, com o objectivo de minimizar as consequências para os utilizadores do sistema eléctrico após a ocorrência de um incidente.

2 — Os planos devem ser acordados com os produtores cujos grupos participam no respectivo plano.

3 — Nestes planos devem ser contemplados todos os grupos que disponham do serviço de arranque autónomo, competindo aos respectivos produtores garantir que este serviço se encontra permanentemente operacional.

4 — Os protocolos de exploração acordados com o operador da rede de distribuição MT e AT devem contemplar a articulação dos planos de reposição de serviço.

5 — O Gestor de Sistema deve, sempre que possível, coordenar os planos de reposição de serviço com o operador de sistema espanhol, por forma a garantir uma rápida reposição após incidentes de âmbito alargado.

## CAPÍTULO IV

**Gestão de serviços de sistema**

## Artigo 33.º

**Serviços de sistema**

1 — Para que seja possível manter valores aceitáveis de qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica, é necessário considerar serviços de sistema obrigatórios, como a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade.

2 — Os serviços de sistema obrigatórios não são passíveis de qualquer remuneração.

3 — Além dos serviços obrigatórios, podem ser disponibilizados serviços de sistema complementares, como a compensação síncrona, compensação estática, reserva, telerregulação, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque.

4 — Os serviços de sistema complementares são passíveis de remuneração.

5 — Para a contratação dos serviços de sistema complementares devem ser estabelecidos mecanismos transparentes e não discriminatórios que promovam a eficiência económica.

## Artigo 34.º

**Plano de necessidades de serviços de sistema**

1 — Por forma a detectar situações de insuficiência relativamente a determinados serviços de sistema, o Gestor de Sistema deve elaborar, até 31 de Março do primeiro ano de cada período de regulação, o plano de necessidades de serviços de sistema, a aprovar pela ERSE.

2 — O plano deve identificar as necessidades de cada um dos serviços de sistema passíveis de serem contratados, referindo claramente as prioridades por localização ou áreas de influência das instalações do operador da rede de transporte e as características consideradas para cada serviço a contratar.

## Artigo 35.º

**Mecanismo de contratação da reserva do sistema**

1 — Para que seja possível compensar os desvios de produção e de consumo de energia eléctrica é necessário considerar como obrigatório o fornecimento do serviço de reserva, nomeadamente reserva secundária, em todos os grupos geradores dos produtores em regime ordinário que se encontrem disponíveis.

2 — A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de electricidade, para além dos parâmetros dinâmicos dos grupos geradores, é efectuada de acordo com um mercado de ofertas para compensar os desvios de produção e de consumo, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

3 — A mobilização da reserva secundária, através do serviço de telerregulação, é efectuada de acordo com um mercado de ofertas de banda de regulação, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

4 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve instituir os mecanismos de valorização da prestação dos serviços mencionados nos números anteriores.

## Artigo 36.º

**Mecanismos de contratação de outros serviços de sistema**

1 — O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve instituir mecanismos de contratação de outros serviços de sistema que promovam a eficiência económica.

2 — Na sequência da análise efectuada sobre o plano de necessidades de serviços de sistema, o Gestor de Sistema pode aceitar propostas de investimento de produtores em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços.

3 — O operador da rede de distribuição em MT e AT e os agentes de mercado detentores de instalações ligadas directamente à RNT podem também propor medidas que contribuam para o fornecimento de serviços de sistema, podendo estabelecer de igual forma contratos para esse fim.

4 — Os contratos estabelecidos no âmbito dos números anteriores são sujeitos à aprovação da ERSE.

## CAPÍTULO V

### Verificação da garantia e da segurança da operação no curto e médio prazos

Artigo 37.º

#### Responsabilidade

Compete ao Gestor de Sistema verificar a garantia e a segurança da operação no curto e médio prazos.

Artigo 38.º

#### Objectivo

A verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazos consiste, designadamente, na:

- a) Elaboração de previsões da utilização dos equipamentos de produção e em especial do uso das reservas hidroeléctricas;
- b) Elaboração de previsões do nível mínimo das reservas hídricas necessárias à garantia de segurança do abastecimento;
- c) Determinação das Quantidades Anuais Base das centrais com CAES residuais nos termos e prazos definidos contratualmente.

Artigo 39.º

#### Condições de monitorização

1 — A prossecução dos objectivos referidos no artigo anterior será realizada através de estudos de simulação, tendo em conta diversos cenários de hidraulicidade, de eolicidade e para os consumos e preços de combustíveis previstos, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — Os estudos referidos nas alíneas a) e b) do artigo anterior terão periodicidade mensal e analisarão o horizonte até ao final do ano seguinte.

3 — Nos casos em que a garantia e a segurança da operação no curto e médio prazos esteja em causa, o Gestor de Sistema alterará os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, proporá reservas mínimas para as albufeiras à entidade responsável pela monitorização da segurança e garantia do abastecimento e verificará o seu cumprimento.

Artigo 40.º

#### Informação necessária

1 — As entidades envolvidas fornecerão ao Gestor de Sistema toda a informação relativa às características técnicas das instalações ligadas à RNT ou RND que permita a realização de análises e estudos técnicos necessários para a verificação da segurança da operação no curto e médio prazos nos termos e prazos definidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — O processo de verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazos deve considerar o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e o nível de geração disponível, a capacidade suplementar prevista ou em construção, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais produtores, bem como os fornecimentos mensais previstos no caso das centrais termoeléctricas sem capacidade de armazenamento de combustível.

Artigo 41.º

#### Confidencialidade

O Gestor de Sistema preservará a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas para a verificação da garantia e segurança da operação no curto e médio prazos.

## CAPÍTULO VI

### Coordenação de indisponibilidades

Artigo 42.º

#### Objectivos

A coordenação de indisponibilidades visa a garantia da segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

Artigo 43.º

#### Plano anual de indisponibilidades do SEN

1 — Para efeitos da coordenação de indisponibilidades, o Gestor de Sistema elabora o plano anual de indisponibilidades do SEN, que inclui as indisponibilidades de:

- a) Grupos geradores dos produtores em regime ordinário;
- b) Grupos geradores de produtores em regime especial, cuja potência que resulte indisponível seja superior a 10 MVA;
- c) Elementos da RNT.
- d) Linhas de interligação com a rede espanhola e na sua imediata vizinhança.
- e) Linhas de interligação com a rede de distribuição em MT e AT.

2 — Para atingir os objectivos referidos no artigo anterior, as indisponibilidades constantes do plano anual de indisponibilidades do SEN devem ser articuladas globalmente, atendendo aos seguintes critérios:

a) As indisponibilidades dos grupos geradores devem ser calendarizadas por forma garantir a segurança no abastecimento, tendo em conta diversos cenários de hidraulicidade, de eolicidade e para os consumos e preços de combustíveis previstos, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

b) As indisponibilidades dos elementos da RNT devem condicionar o menos possível, do ponto de vista da segurança da RNT, a capacidade de produção dos grupos geradores e a satisfação dos consumos.

c) As indisponibilidades dos elementos da RNT, por si só ou na sequência da perda de um outro elemento, não devem implicar sobrecargas ou uma exploração fora dos limites de tensão ou frequência estabelecidos.

3 — Para além dos critérios referidos no número anterior, devem ainda ser considerados os resultantes das restrições e dos condicionais previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

4 — O operador da rede de transporte deve monitorizar as cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

## Artigo 44.º

**Plano de indisponibilidades**

1 — Compete ao Gestor de Sistema o estabelecimento e coordenação do plano de indisponibilidades do SEN, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2 — À medida que ocorrem ou são solicitadas novas indisponibilidades, estas são incorporadas no plano de indisponibilidades, que abrange também todas as alterações dos períodos de indisponibilidade inicialmente previstos no plano anual de indisponibilidades do SEN.

3 — O Gestor de Sistema deve estabelecer os contactos necessários com as entidades responsáveis pela coordenação das indisponibilidades das redes com as quais a RNT está interligada, por forma a assegurar que toda a informação relevante esteja disponível nos prazos adequados para ser considerada no referido plano ou permitir ajustamentos aos planos internos daquelas entidades.

4 — O Gestor de Sistema deve adoptar um procedimento semelhante ao descrito no número anterior relativamente a:

- a) Indisponibilidades em elementos da rede com a qual a RNT está interligada com impacto na exploração;
- b) Condicionamentos ou indisponibilidades de aproveitamentos hidroeléctricos situados a montante dos aproveitamentos nacionais.

## CAPÍTULO VII

**Registo e divulgação de informação**

## Artigo 45.º

**Registo de informação**

1 — O Gestor de Sistema deve manter registos actualizados da seguinte informação descritiva da exploração ocorrida:

- a) Folha diária de ocorrências de exploração;
- b) Relato diário de ocorrências;
- c) Instruções de despacho;
- d) Declarações de disponibilidade;
- e) Potências disponíveis das diversas centrais ou grupos;
- f) Pedidos de indisponibilidades ou de alterações;
- g) Plano de indisponibilidades;
- h) Diagrama de potências semi-horárias;
- i) Energia eléctrica emitida pelas diversas centrais ou grupos;
- j) Potência máxima registada nas diversas centrais ou grupos;
- k) Elementos caracterizadores da situação nas albufeiras;
- l) Intercâmbio de energia eléctrica nas interligações;
- m) Relatório diário da interligação;
- n) Notas semanais de exploração.

2 — O Gestor de Sistema deve enviar à ERSE, quando solicitado, um relatório justificativo de todas as decisões adoptadas nas seguintes situações:

- a) Recurso a deslastes manuais;
- b) Activação de contratos de interruptibilidade;
- c) Alterações aos programas ou contratos referidos nas alíneas a) a d) do n.º 1 do artigo 11.º, decorrentes da verificação técnica da programação ou de alterações verificadas na exploração do sistema em tempo real;
- d) Alterações aos pedidos de indisponibilidades a incorporar no plano de indisponibilidades.

3 — O relatório justificativo referido no número anterior deve ser apresentado à ERSE no prazo de 5 dias a contar da data da solicitação e devem, em obediência aos princípios gerais estabelecidos no n.º 1 do artigo 8.º, conter toda a informação necessária à caracterização e fundamentação das decisões adoptadas.

4 — O operador da rede de transporte deve divulgar relatórios semanais e mensais caracterizadores da exploração ocorrida.

5 — A informação registada deve ser conservada durante um período mínimo de 5 anos.

6 — O Gestor de Sistema, os produtores em regime ordinário, o operador da rede de distribuição MT e AT e os agentes de mercado detentores de instalações ligadas à RNT devem trocar entre si as informações necessárias à correcta exploração do sistema, nomeadamente em caso de manobras ou incidentes que possam afectar aquela exploração.

## Artigo 46.º

**Divulgação de informação**

1 — É objecto de divulgação a informação necessária para caracterizar e fundamentar as decisões tomadas no âmbito da exploração do sistema, nomeadamente:

- a) Folha diária de ocorrências de exploração;
- b) Relato diário de ocorrências;
- c) Diagramas de potências semi-horárias;
- d) Elementos informativos diários;
- e) Condicionamentos técnicos de exploração;
- f) Incidentes na RNT;
- g) Entradas em serviço de novas instalações de produção ou transporte;
- h) Relatório diário da interligação.

2 — A divulgação da informação deve ser feita, nomeadamente, através das seguintes formas:

- a) Publicações periódicas;
- b) Meios de divulgação electrónica.

3 — O conteúdo da informação divulgada, a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais a informação deve ser enviada são objecto das regras definidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

Artigo 47.º

**Uso de informação**

1 — O Gestor de Sistema deve dispor da informação proveniente dos agentes de mercado, do Agente Comercial, do Operador de Mercado e do Acerto de Contas que seja indispensável ao desempenho da sua função.

2 — Os fluxos de informação cujo conteúdo seja objecto de registo devem ser descritos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

3 — Os fluxos de informação a considerar para efeitos do disposto no número anterior são os que resultam do relacionamento entre o Gestor de Sistema e:

- a) Os responsáveis pelas restantes funções atribuídas ao operador da rede de transporte;
- b) Entidades externas ao SEN.

4 — O uso da informação fornecida ao abrigo do n.º 1 ao Gestor de Sistema, fora dos casos previstos no número anterior e no artigo anterior, deve obedecer às disposições do Regulamento de Relações Comerciais, designadamente as relativas à informação de natureza confidencial.

**CAPÍTULO VIII**

**Garantias administrativas**

**SECÇÃO I**

**Garantias administrativas**

Artigo 48.º

**Admissibilidade de petições, queixas e denúncias**

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 49.º

**Forma e formalidades**

As petições, queixas ou reclamações previstas no n.º 1 do artigo anterior são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 50.º

**Instrução**

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

**CAPÍTULO IX**

**Resolução de conflitos**

Artigo 51.º

**Disposições gerais**

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

2 — As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

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

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

5 — A ERSE tem por objecto promover a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

Artigo 52.º

**Arbitragem voluntária**

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

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do sistema eléctrico nacional 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.

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

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

Artigo 53.º

**Mediação e conciliação de conflitos**

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

2 — Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3 — As regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação são as constantes do Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos aprovado pela ERSE.

4 — 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 X

**Disposições finais e transitórias**

## Artigo 54.º

**Acordos entre os produtores e os operadores das redes**

1 — Os produtores devem celebrar com os operadores das redes a que estiverem ligados um acordo relativo à operação das redes, considerando as disposições deste regulamento e da demais legislação aplicável, designadamente do Regulamento da Rede de Transporte.

2 — Os Acordos de Acesso e Operação das Redes celebrados pelos produtores, vigentes à data da entrada em vigor do presente regulamento, devem ser substituídos, no prazo de 180 dias, pelos acordos referidos no número anterior.

## Artigo 55.º

**Sanções administrativas**

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infracção ao disposto no presente Regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório estabelecido em legislação específica.

## Artigo 56.º

**Pareceres interpretativos da ERSE**

1 — As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 — Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 — As entidades que solicitaram os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 — O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

## Artigo 57.º

**Norma remissiva**

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

## Artigo 58.º

**Fiscalização e aplicação do Regulamento**

1 — A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento são da competência da ERSE.

2 — No âmbito da fiscalização do presente regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelos seus estatutos, bem como pela legislação aplicável.

## Artigo 59.º

**Entrada em vigor**

Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o presente Regulamento entra em vigor no dia seguinte à data da sua publicação no *Diário da República*.

II SÉRIE



Depósito legal n.º 8815/85

ISSN 0870-9963

**Diário da República Electrónico:**Endereço Internet: <http://dre.pt>**Contactos:**Correio electrónico: [dre@incm.pt](mailto:dre@incm.pt)

Linha azul: 808 200 110

Fax: 21 394 5750