

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Despacho n.º 18 993-A/2005 (2.ª série). — Em cumprimento do estabelecido no seu documento «Estratégia e plano de actividades 2005-2008», aprovado pelo conselho consultivo e divulgado em 2004, a ERSE submeteu em Abril de 2005 a discussão pública uma proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), todos do sector eléctrico.

Esta proposta foi consubstanciada num documento que incluiu as propostas de revisão destes regulamentos e a justificação desta revisão e das soluções apresentadas.

Contextualizada no quadro das competências da ERSE, que lhe são conferidas pelos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e pela demais legislação do sector eléctrico, designadamente os Decretos-Leis n.ºs 182/95, de 27 de Julho, 184/2003, de 20 de Agosto, 185/2003, de 20 de Agosto, 36/2004, de 26 de Fevereiro, 192/2004, de 17 de Agosto, e 240/2004, de 27 de Dezembro, esta revisão, que ora se aprova, culmina o processo de consulta pública adoptado pela ERSE para o efeito, dando, assim, cumprimento ao artigo 23.º dos seus Estatutos.

O documento elaborado pela ERSE foi sujeito a consulta pública, tendo esta consistido:

No seu envio às entidades administrativas competentes, previstas nos Estatutos, às empresas reguladas do sector eléctrico, bem como às associações de defesa dos consumidores, concedendo-lhes um prazo de 30 dias para comentários e sugestões; Na sua colocação e disponibilização pública na página da ERSE na Internet;

Na colocação e disponibilização na página da ERSE na Internet de todas as contribuições escritas que lhes foram enviadas;

Na realização de uma audiência pública, atempadamente divulgada e desde logo anunciada neste documento, onde todos os interessados puderam expor os seus comentários e debater a proposta de revisão e as soluções apresentadas.

Tal como se referiu no documento, a revisão global destes regulamentos é justificada pela necessidade de proporcionar aos consumidores e às empresas que actuam no sector eléctrico um quadro coerente de regulação, adequado à nova fase de desenvolvimento do mercado de electricidade em Portugal e na União Europeia. Esta nova fase caracteriza-se, essencialmente, pela abertura total da oferta e da procura de electricidade:

Do lado da oferta, a cessação dos contratos de aquisição de energia que vinculam os produtores do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) à entidade concessionária da rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT) vem dar a todos os produtores a liberdade de actuação no mercado grossista de energia eléctrica, deixando a entidade concessionária da RNT de actuar neste mercado;

Do lado da procura, todos os consumidores em Portugal continental gozam do direito de escolha do seu fornecedor de energia eléctrica.

Os diplomas que determinaram o alargamento do direito de escolha de fornecedor aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão (BT) (Decretos-Leis n.ºs 36/2004 e 192/2004) foram publicados em 26 de Fevereiro e 17 de Agosto. A ERSE procedeu, em ambas as ocasiões, às revisões mínimas de forma a permitir, o mais rapidamente possível, o exercício do direito de escolha do fornecedor.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, determinou a cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica e definiu as modalidades de cálculo de aplicação dos designados «custos de manutenção do equilíbrio contratual», sendo imperativo, no cumprimento das suas funções normativas, que a ERSE procedesse à sua regulamentação quanto aos aspectos tarifários nele previstos. A fixação dos parâmetros para o novo período de regulação tarifária 2006-2008 e das tarifas para 2006 de acordo com a nova realidade económica e jurídica do sector eléctrico, traduzida nos diplomas supra-referidos, justifica só por si a revisão dos regulamentos.

A presente revisão regulamentar não se limita, no entanto, a adaptar os regulamentos existentes ao actual quadro jurídico nacional e comunitário. Aproveita-se para incorporar numerosas alterações sistémicas e normativas com o objectivo primordial de conferir melhor clareza e eficácia aos regulamentos. As alterações resultam, por um lado, da experiência acumulada pela ERSE ao longo dos últimos

seis anos relativa à aplicação dos regulamentos e, por outro, da observação contínua e da análise das melhores práticas de regulação a nível internacional, em particular da União Europeia.

A revisão do RRC, do RT e do RARI contém importantes inovações não só ao nível da sua estrutura mas também ao nível das soluções regulatórias adoptadas em diversas matérias, nomeadamente quanto às modalidades contratuais de acesso às redes, à melhoria da eficiência energética e da promoção ambiental, ao regime de participação relativo às ligações às redes, aos procedimentos relativos ao planeamento das redes, à comercialização regulada e à medição de energia eléctrica.

O novo RRC apresenta inovações em matéria de:

- Definição dos sujeitos intervenientes no relacionamento comercial;
- Definição das funções dos diversos sujeitos;
- Definição das funções do agente comercial;
- Ligações às redes e respectivos encargos e participações;
- Medição de energia eléctrica;
- Facturação, passando a bimestral, salvo outra periodicidade acordada pelas partes;
- Escolha do fornecedor e respectivo processo de mudança;
- Regime de interruptibilidade;
- Mercados organizados e contratação bilateral.

Na revisão deste Regulamento, não foi possível, por questões de natureza jurídica, consagrar a constituição de uma base de registo de dívidas relacionadas com a mudança do fornecedor, aceitando-se nesta matéria a recomendação da Comissão Nacional de Protecção de Dados Pessoais.

O novo RT, integrando as alterações ditadas pela regulamentação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, e na sua inserção sistemática no relacionamento comercial dos sujeitos intervenientes decorrente do RRC, apresenta inovações em matéria de:

- Cálculo das tarifas associadas às actividades reguladas dos sectores eléctricos em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, incluindo a respectiva estrutura;
- Determinação dos proveitos permitidos nas actividades reguladas em Portugal continental;
- Determinação dos proveitos permitidos nas actividades reguladas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Mecanismos de incentivos em matéria de qualidade de serviço, promoção de eficiência energética e promoção de desempenho ambiental.

O novo RARI, tal como os outros dois regulamentos, apresenta inovações em matéria de:

- Organização e sistematização;
- Definição dos sujeitos intervenientes nas modalidades de contratação do uso das redes;
- Caracterização das redes e das interligações;
- Planeamento das redes e interligações;
- Planos de investimento;
- Modalidades de contratação do uso das redes com simplificação dos procedimentos.

Nesta revisão, houve a preocupação de conferir a estes regulamentos uma maior unidade sistemática.

Em documento que se publicita na página da ERSE na Internet, a ERSE reuniu os comentários e sugestões que as diversas entidades apresentaram sobre a proposta de revisão regulamentar, com a justificação dos comentários que foram aceites e dos que não puderam ser considerados para efeitos de terem concretização no articulado. Deste documento faz parte uma nota de enquadramento geral da revisão regulamentar realizada, dos comentários recebidos e das decisões da ERSE. Este documento, que é público, constitui parte integrante da fundamentação preambular do presente despacho.

Nestes termos, tendo em consideração os pareceres das entidades consultadas ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, do artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, dos diplomas supra-identificados, do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, da alínea *a*) do artigo 8.º, das alíneas *a*) e *i*) do artigo 10.º e do artigo 31.º, estes dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o conselho de administração da ERSE deliberou:

1 — Aprovar o novo Regulamento de Relações Comerciais, que constitui o anexo I do presente despacho.

2 — Aprovar o novo Regulamento Tarifário, que constitui o anexo II do presente despacho.

3 — Aprovar o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, que constitui o anexo III do presente despacho.

4 — Os novos regulamentos entram em vigor no dia seguinte ao da publicação do presente despacho, sem prejuízo do estabelecido em cada um dos regulamentos quanto à entrada em vigor das suas disposições e do regime transitório neles estabelecido.

5 — Os anexos I, II e III referidos nos n.ºs 1 a 3 ficam a fazer parte integrante do presente despacho.

6 — O documento que integra os comentários da consulta pública promovida pela ERSE e a resposta da ERSE, justificando as

suas decisões, é publicitado na página da ERSE na Internet, ficando a fazer parte integrante da justificação preambular deste despacho.

7 — O presente despacho entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

12 de Agosto de 2005. — O Conselho de Administração: *António Jorge Viegas de Vasconcelos*, presidente — *Maria Margarida de Lucena Corrêa de Aguiar*, vogal — *Pedro Luís de Oliveira Martins Pita Barros*, vogal.

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 artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, 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).

2 — O presente regulamento, nos termos do alargamento das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas, operado pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, estabelece igualmente as disposições relativas ao funcionamento das relações comerciais nos sistemas eléctricos daquelas regiões, 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 regulados.
- d*) Os agentes externos.
- e*) Os operadores das redes de distribuição.
- f*) O operador da rede de transporte.
- g*) O Agente Comercial.
- h*) Os produtores em regime ordinário.
- i*) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.
- j*) Os operadores de mercado.

2 — Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:

- a*) Os clientes vinculados.
- b*) Os clientes não vinculados.
- c*) A concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA).
- d*) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM).
- e*) Os produtores vinculados.
- f*) Os produtores não vinculados.
- g*) 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 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) CMVM — Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.
- g) DGGE — Direcção-Geral de Geologia e Energia.
- h) ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- i) MAT — Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- j) MIBEL — Mercado Ibérico de Electricidade.
- k) MT — Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- l) RAA — Região Autónoma dos Açores.
- m) RAM — Região Autónoma da Madeira.
- n) RARI — Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- o) RNT — Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.
- p) RQS — Regulamento da Qualidade de Serviço.
- q) 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, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador regulado, agente comercial, agente externo, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se forem detentores de estatuto de agente de ofertas.
- 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) 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.
- e) 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.
- f) 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).
- g) 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.
- h) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão.
- i) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica.
- j) Fornecedor — entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador regulado ou agente externo.
- k) Instalação eventual — instalação estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.
- l) Instalação provisória — instalação destinada a ser usada por tempo limitado, no fim do qual é desmontada, deslocada ou substituída por outra definitiva.
- m) Interligação — ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.
- n) Interrupção — 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.
- o) Ponto de entrega — ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.
- p) Período horário — intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.
- q) 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.
- r) Recepção de energia eléctrica — entrada física de energia eléctrica.
- s) Serviços de sistema — serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.
- t) Transporte — veiculação de energia eléctrica através de redes em Muito Alta Tensão e Alta Tensão.
- u) Uso das redes — utilização das redes e instalações nos termos do RARI.

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 de relacionamento comercial

O relacionamento comercial entre as entidades que integram os sistemas eléctricos públicos, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados os seguintes princípios gerais:

- a) Garantia das condições necessárias para satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.
- b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- c) Não discriminação.
- d) Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram os sistemas eléctricos públicos.
- e) Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.

ARTIGO 6.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 7.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 56.º

CAPÍTULO II

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial

SECÇÃO I

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental

ARTIGO 8.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.

5 — O cliente com estatuto de agente de ofertas é o cliente que pode comprar energia eléctrica directamente nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

ARTIGO 9.º

Comercializadores

1 — Os comercializadores são entidades titulares de licença de comercialização, atribuída nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, 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 10.º

Comercializadores regulados

1 — Os comercializadores regulados são as entidades que no exercício da sua actividade estão obrigados a assegurar o fornecimento de energia eléctrica aos clientes que o requeiram, sujeitando-se ao regime de tarifas e preços regulados, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

2 — A actividade de comercializador regulado é assegurada pelo distribuidor da área geográfica para a qual detenha a respectiva licença de distribuição ou contrato de concessão, nos termos do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto.

ARTIGO 11.º

Agentes externos

1 — Os agentes externos são as entidades legalmente estabelecidas noutro Estado da União Europeia reconhecidas, naquele Estado, como possuindo o direito de comprar ou vender energia eléctrica em nome próprio ou de terceiros, e registadas nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro.

2 — O relacionamento comercial entre os agentes externos 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 12.º

Operadores das redes de distribuição

1 — Os operadores das redes de distribuição são entidades titulares de licença, ao abrigo da qual são 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 13.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 14.º

Agente Comercial

1 — O Agente Comercial é responsável pela compra de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE) e da produção em regime especial e pela sua venda, nos termos previstos no Capítulo V deste regulamento.

2 — A actividade de Agente Comercial é exercida pela entidade concessionária da RNT.

ARTIGO 15.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 185/2003, de 20 de Agosto.

ARTIGO 16.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.

2 — As funções dos operadores de mercado são as previstas no Capítulo XI deste regulamento.

SECÇÃO II

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

ARTIGO 17.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 8.º.

2 — Os clientes vinculados nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem ser abastecidos em AT, MT ou BT.

ARTIGO 18.º

Clientes não vinculados

O cliente não vinculado é a pessoa singular ou colectiva, titular de uma instalação consumidora de energia eléctrica abastecida por entidade exterior ao sistema eléctrico público.

ARTIGO 19.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 XII deste regulamento.

ARTIGO 20.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 XII deste regulamento.

ARTIGO 21.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 22.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 no âmbito do sistema eléctrico não vinculado.

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 23.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 24.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.

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 regulados, os comercializadores, os agentes externos e os clientes, com observância do disposto na Base IV do Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de Julho, 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.

ARTIGO 25.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 23.º e no Artigo 24.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 — Para efeitos do disposto no número anterior, 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 26.º

Auditoria

1 — A verificação e o acompanhamento da prossecução dos princípios gerais consagrados no n.º 4 do Artigo 23.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 27.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.

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

ARTIGO 28.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica

Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica a clientes ligados directamente à RNT, 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 29.º

Gestão Global do Sistema

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

SUBSECÇÃO I

Gestor de Sistema

ARTIGO 30.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 dos congestionamentos nas interligações, 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.

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

ARTIGO 31.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 do Despacho e por ele publicadas 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.

ARTIGO 32.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 do Despacho, 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.

SUBSECÇÃO II

Acerto de Contas

ARTIGO 33.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, bem como a sua comunicação ao Gestor de Sistema.

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 III do Capítulo XI 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 34.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) Formato e conteúdo da informação a receber pelo Acerto de Contas relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados.
- b) Formato e conteúdo das comunicações de concretização de contratos bilaterais.
- c) Liquidação de desvios.
- d) Determinação das aquisições dos agentes de mercado.
- e) Relacionamento entre a função Acerto de Contas e os operadores de mercado.
- f) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes de mercado que celebram contratos bilaterais.
- g) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.
- h) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas aos agentes de mercado e ao Agente Comercial.
- i) Informação a receber pelo Acerto de Contas dos agentes de mercado e do Agente Comercial.
- j) 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.
- k) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.
- l) Descrição funcional dos programas informáticos utilizados.
- m) Descrição do sistema de acerto de contas.

2 — 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.

3 — 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.

4 — 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 35.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 36.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 111.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 111.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 111.º.

ARTIGO 37.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 38.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.

ARTIGO 39.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica

1 — Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica por razões de interesse público, de serviço ou de segurança aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto na Secção IV do Capítulo IV do presente regulamento.

2 — A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao operador da rede de distribuição em MT e AT está sujeita a autorização da Direcção-Geral de Geologia e Energia, nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de Julho.

CAPÍTULO IV

Operadores das Redes de Distribuição

SECÇÃO I

Disposições gerais

ARTIGO 40.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, detentores de licença de distribuição vinculada 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 41.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.

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 regulados, os comercializadores, os agentes externos 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 — 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 no n.º 2.

ARTIGO 42.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 40.º e no Artigo 41.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 — Para efeitos do disposto no número anterior, 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, detentores de licença de distribuição vinculada em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no n.º 2.

ARTIGO 43.º

Auditoria

1 — A verificação e o acompanhamento da prossecução dos princípios gerais consagrados no n.º 4 do Artigo 40.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 44.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.

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 — 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 regulados, agentes externos e clientes com estatuto de agente de ofertas, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

5 — 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 45.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 regulados, agentes externos e clientes com estatuto de agente de ofertas.

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 46.º

Comercialização de Redes

1 — A actividade de Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica incluindo, nomeadamente, 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 fornecedor.

2 — Os proveitos da actividade de Comercialização de Redes são recuperados através da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos comercializadores, comercializadores regulados, agentes externos e clientes que actuem no mercado com o estatuto de agente de ofertas, 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 47.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 e de agentes externos ou clientes em BT com estatuto de agente de ofertas na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.
- b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador regulado que assegura exclusivamente fornecimentos 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 7 do Artigo 165.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, de agentes externos ou de clientes com estatuto de agente de ofertas 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 regulado, adquirir a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes ao comercializador regulado em MT e AT nos termos da alínea a) do n.º 7 do Artigo 165.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas no Artigo 191.º.

ARTIGO 48.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 49.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.

ARTIGO 50.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica

1 — Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica por razões de interesse público, de serviço ou de segurança aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto na Secção IV do presente Capítulo.

2 — A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao operador da rede de distribuição que assegura exclusivamente as entregas em BT está sujeita à autorização prévia da Direcção-Geral de Geologia e Energia.

SECÇÃO IV

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica

ARTIGO 51.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 ao cliente.
- f) Acordo com o cliente.

ARTIGO 52.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 53.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.

ARTIGO 54.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 impacto 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 a 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.

ARTIGO 55.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 deslambres 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 deslambre em vigor no momento da ocorrência.

ARTIGO 56.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 136.º.

- b) Impedimento de instalação de dispositivos de controlo da potência nas instalações de clientes em BTN, nos termos previstos no Artigo 134.º.
- c) 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.
- d) Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade administrativa competente.
- e) Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e bens.
- f) Cedência de energia eléctrica a terceiros, quando não autorizada nos termos do Artigo 7.º do presente regulamento.
- g) O cliente deixa de ser titular de um contrato de fornecimento ou, no caso de cliente com estatuto de agente de ofertas, de um contrato de uso das redes.

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 e), caso em que deve ser imediata.

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

4 — Nos casos previstos na alínea c) 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 g) do n.º 1 não pode ocorrer antes de decorridos os prazos definidos na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo VIII 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 57.º

Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento

1 — Os comercializadores, agentes externos ou clientes com estatuto de agente de ofertas são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso dos comercializadores ou agentes externos 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

Agente Comercial

ARTIGO 58.º

Atribuições do Agente Comercial

1 — O Agente Comercial assegura as seguintes atribuições:

- a) Gestão de contratos de aquisição de energia eléctrica.
- b) Programação da exploração das centrais com quem tenha estabelecido contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE).
- c) Compra de energia eléctrica aos produtores em regime especial.
- d) Venda de energia eléctrica adquirida às centrais com CAE nos mercados organizados.
- e) Venda de energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais com comercializadores regulados.

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 60.º.

ARTIGO 59.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 comercializadores regulados.

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 60.º

Manual de Procedimentos do Agente Comercial

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

- a) Modo de estabelecimento dos programas de exploração das centrais com CAE.
- b) Informação necessária para elaboração dos programas de exploração.
- c) Modo de estabelecimento do programa anual de manutenção programada.
- d) Informação necessária para elaboração do programa anual de manutenção programada.
- e) Informação a transmitir pelo Agente Comercial ao Acerto de Contas.
- f) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.
- g) Descrição funcional dos programas informáticos utilizados.

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 61.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 62.º

Gestão de contratos

A gestão de contratos, prevista na alínea *a)* do n.º 1 do Artigo 58.º, inclui:

- a)* A gestão dos CAE.
- b)* A gestão dos contratos com produtores em regime especial.
- c)* A gestão de eventuais contratos bilaterais com comercializadores regulados relativos à venda da energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial.

ARTIGO 63.º

Programação da exploração

1 — A programação da exploração das centrais com CAE tem como objectivo otimizar a exploração deste parque electroprodutor, determinando para o efeito e para diferentes horizontes temporais, os valores de energia e potência a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, o Agente Comercial deve ter em consideração os CAE e os dados relevantes da exploração, tais como o regime hidrológico e a disponibilidade dos meios de produção e dos elementos da RNT.

3 — A programação de exploração das centrais engloba as seguintes tarefas:

- a)* Optimização em termos económicos da exploração das centrais com CAE, nas suas componentes anual, mensal, semanal e diária.
- b)* Realização do plano anual de manutenção programada das centrais com CAE.
- c)* Determinação das quantidades anuais de combustíveis a utilizar nas centrais térmicas com CAE.
- d)* Definição, coordenada com o Gestor de Sistema, das indisponibilidades programadas das centrais com CAE.

4 — Para efeitos do disposto na alínea *a)* do número anterior, a programação da exploração das centrais com contrato de aquisição de energia eléctrica deve elaborar programas de exploração para os horizontes temporais definidos, que permitam, designadamente:

- a)* Vender a energia eléctrica resultante da produção das centrais com CAE nos mercados organizados.
- b)* Respeitar as restrições ambientais, designadamente as relativas a emissões atmosféricas e a caudais ecológicos.

5 — Para elaborar os programas de exploração referidos nos números anteriores, o Agente Comercial tem o direito de solicitar às centrais com CAE a informação de que necessita.

ARTIGO 64.º

Compra e venda de energia eléctrica

1 — O Agente Comercial adquire energia eléctrica aos produtores em regime especial e aos produtores com CAE.

2 — O Agente Comercial vende a energia eléctrica que adquire nos termos previstos no número anterior nas seguintes modalidades:

- a)* A energia adquirida às centrais com CAE é vendida nos mercados organizados.
- b)* A energia adquirida aos produtores em regime especial pode ser vendida nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais com comercializadores regulados.

3 — O Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica nos mercados organizados para a totalidade da energia eléctrica adquirida aos produtores com CAE.

ARTIGO 65.º

Informação

1 — O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação necessária para fundamentar e caracterizar as decisões tomadas no âmbito da programação da exploração do sistema e das indisponibilidades das centrais com CAE, nomeadamente:

- a)* O plano diário de exploração.
- b)* O plano anual de manutenção programada.

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

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

3 — 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.

4 — 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.

5 — 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.

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

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

CAPÍTULO VI

Ligações às redes

SECÇÃO I

Disposições gerais

ARTIGO 66.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 67.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 68.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 69.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 68.º.

ARTIGO 70.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 71.º

Obrigações 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 67.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 67.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 72.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 104.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 104.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 73.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 74.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 75.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 76.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 transitar, 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 77.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 78.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 81.º.
- b) Elementos de ligação para uso partilhado, nos termos do Artigo 82.º.
- c) Reforço das redes, nos termos do Artigo 83.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 74.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 79.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 80.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 81.º.
- b) Reforço das redes, nos termos do Artigo 83.º.

ARTIGO 81.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 76.º.

ARTIGO 82.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 72.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 79.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 83.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 91.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 84.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 85.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 78.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 86.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 87.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 88.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 85.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 inspecionar 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 89.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 68.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 90.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 91.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 75.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 92.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 93.º

Obrigação 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 94.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 95.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 96.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 XI das Bases de Concessão da RNT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de Julho, bem como no plano de investimentos nas redes de distribuição em AT, elaborado nos termos definidos no RARI.

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 97.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.ºs 184/95 e 185/95, ambos de 27 de Julho.

ARTIGO 98.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 99.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 100.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 101.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 104.º, os operadores de rede devem informar os interessados dos elementos a apresentar, necessários à avaliação do pedido de ligação às suas redes.

ARTIGO 102.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 103.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 104.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 105.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 107.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 106.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 participações 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 107.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 VII

Medição, leitura e disponibilização de dados

SECÇÃO I

Disposições Gerais

ARTIGO 108.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 117.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 135.º.

4 — A medição de energia eléctrica deve ser feita à tensão de fornecimento, excepto em casos devidamente justificados.

ARTIGO 109.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 número anterior, 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 141.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 com estatuto de agente de ofertas, do contrato de uso das redes.

ARTIGO 110.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 111.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 previstas no Artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.
- 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 112.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 113.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 114.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 115.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 116.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 134.º.
- 7 — O conceito de potência contratada não tem aplicação a fornecimentos de energia eléctrica destinados a iluminação pública.

ARTIGO 117.º

Potência em horas de ponta

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

$$Pp = Ep / Hp$$

em que:

- Ep — energia activa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.
- Hp — número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

ARTIGO 118.º

Energia activa

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

ARTIGO 119.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 120.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 121.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 109.º.

ARTIGO 122.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 123.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 124.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 125.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 126.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 regulados, comercializadores e agentes externos

ARTIGO 127.º

Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores e agentes externos

1 — As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores e agentes externos 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 139.º.

3 — As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores e agentes externos 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.

ARTIGO 128.º

Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores regulados

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

2 — No caso do comercializador regulado em MT e AT fornecer energia eléctrica a comercializadores regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos 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 191.º, aplicando-se as regras definidas nos n.ºs 2 e 3 do artigo anterior.

SECÇÃO VII

Clientes

SUBSECÇÃO I

Medição

ARTIGO 129.º

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

1 — O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição devem cumprir o disposto no Artigo 109.º.

2 — Salvo acordo em contrário e sem prejuízo do disposto no Artigo 265.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 130.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 131.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 ou agente externo.

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

ARTIGO 132.º

Medição com duplo equipamento

Quando existir duplo equipamento de medição, conforme previsto no n.º 6 do Artigo 109.º, para efeitos de facturação deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos.

ARTIGO 133.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 109.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 160.º.

ARTIGO 134.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 56.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 x 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 135.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 agente externo 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 136.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 56.º.

ARTIGO 137.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 138.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 133.º relativo a erros de medição.

SUBSECÇÃO III

Perfis de consumo

ARTIGO 139.º

Perfis de consumo

1 — Às entregas a clientes em BT, 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 140.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 141.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 142.º

Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referido no Artigo 141.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 clientes.
- 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 143.º.
- o) Disponibilização pelas entidades que operam as redes dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes.
- p) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica.

ARTIGO 143.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 correcção 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 VIII

Escolha de fornecedor de energia eléctrica

SECÇÃO I

Elegibilidade para escolha de fornecedor de energia eléctrica

ARTIGO 144.º

Clientes elegíveis

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

ARTIGO 145.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 fornecedor

ARTIGO 146.º

Escolha do fornecedor

1 — A escolha pelo cliente do fornecedor 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 fornecedor processa-se nos termos previstos na Secção III do presente Capítulo.

ARTIGO 147.º

Modalidades de contratação

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

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

2 — As modalidades de contratação previstas nas alíneas c) e d) do número anterior são reservadas aos clientes com estatuto de agente de ofertas.

3 — O estatuto de agente de ofertas considera-se atribuído a todos os clientes, produzindo efeitos nas seguintes situações:

- a) O cliente informa a entidade responsável pelo processo de mudança de fornecedor que pretende celebrar um contrato bilateral de fornecimento de energia eléctrica.
- b) O cliente informa a entidade responsável pelo processo de mudança de fornecedor que pretende contratar o fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.

4 — A contratação de energia eléctrica nos termos previstos nas alíneas c) e d) do n.º 1 pressupõe que os direitos e obrigações decorrentes do acesso às redes são individualmente atribuídos ao cliente, nos termos definidos no presente regulamento e no RARI.

ARTIGO 148.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 regulado da área geográfica onde se localiza a instalação.

2 — Os clientes que, após cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica com um comercializador ou agente externo, 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 regulado da área geográfica onde se localiza a instalação, no âmbito das obrigações de comercializador de último recurso daquela entidade.

ARTIGO 149.º

Contratos de fornecimento

1 — Os clientes cujo estatuto de agente de ofertas não produziu efeitos nos termos do n.º 3 do Artigo 147.º, podem apenas celebrar contratos de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores, comercializadores regulados ou agentes externos.

2 — Os clientes cujo estatuto de agentes de ofertas tenha produzido efeitos nos termos do n.º 3 do Artigo 147.º, podem contratar o fornecimento de energia eléctrica nas modalidades previstas nas alíneas c) e d) do n.º 1 do Artigo 147.º.

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, comercializadores regulados ou agentes externos isenta o cliente da celebração de qualquer contrato de uso das redes.

5 — Nos termos do disposto no número anterior, os comercializadores, comercializadores regulados ou agentes externos 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.

SECÇÃO III

Mudança de fornecedor

ARTIGO 150.º

Princípios gerais

1 — O cliente tem o direito de mudar de fornecedor 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 fornecedor estabelecido no número anterior não se aplica aos clientes cujo estatuto de agentes de ofertas produziu efeitos nos termos do n.º 3 do Artigo 147.º.

3 — A mudança de fornecedor 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 fornecedor, envolvendo facturações que abranjam um período inferior ao 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 fornecedor de energia eléctrica não deve impedir a mudança para outro fornecedor, 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 o comercializador regulado, 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 fornecedor 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 151.º

Gestão do processo de mudança de fornecedor

1 — A função de gestão do processo de mudança do fornecedor é atribuída ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

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

3 — Para efeitos do disposto no número anterior, 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 152.º

Informação no âmbito da mudança de fornecedor

1 — O operador da rede de distribuição em MT e AT, na função de gestão do processo de mudança de fornecedor, 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 fornecedor, por carteira de fornecedor de destino e de origem.
- b) Número de clientes que no mês findo solicitaram a celebração de um contrato de fornecimento com o comercializador regulado.
- c) Composição agregada das carteiras de cada fornecedor, 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 fornecedor e por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- b) Número de mudanças de fornecedor, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- c) Consumo realizado no mês findo, por carteira de fornecedor, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.
- d) Potência contratada dos clientes em cada carteira de fornecedor, 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 IX

Comercialização de energia eléctrica

ARTIGO 153.º

Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores

1 — Os comercializadores e agentes externos devem observar no exercício das suas actividades o disposto neste regulamento e na demais legislação aplicável em matéria de obrigações de serviço público, nomeadamente no que se refere à segurança do fornecimento, regularidade, qualidade e preço dos fornecimentos, bem como à protecção do ambiente.

2 — Os comercializadores e agentes externos ficam sujeitos à obrigação de apresentação de propostas de fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o solicitem e cujas instalações se encontrem ligadas à rede, observando as disposições aplicáveis, designadamente em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados de consumo, bem como as referentes à escolha de fornecedor, constantes, respectivamente do Capítulo VII e do Capítulo VIII do presente regulamento.

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

ARTIGO 154.º

Contrato de fornecimento de energia eléctrica

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

- a) A identidade e o endereço do comercializador ou agente externo.
- 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 lhe 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 ou agentes externos 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 encargos, caso em que deve ser informado 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 ou agentes externos 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 ou agente externo só pode ocorrer depois de decorrido um prazo definido na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo VIII deste regulamento.

ARTIGO 155.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 156.º

Relacionamento comercial com os clientes

1 — O relacionamento comercial com os clientes em BTN é assegurado exclusivamente pelo seu comercializador, agente externo ou comercializador regulado, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — No caso dos clientes em BTN, as matérias relativas a avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas directamente com o operador da rede de distribuição a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

3 — Para os clientes em MAT, AT, MT e BTE, o relacionamento comercial é assegurado pelo operador de rede, comercializador, agente externo ou comercializador regulado, nos termos estabelecidos no contrato de uso das redes celebrado entre estes últimos e o operador da rede.

4 — Os comercializadores e agentes externos que recorram a métodos de venda agressivos, 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.

ARTIGO 157.º

Facturação

1 — A facturação apresentada pelos comercializadores e agentes externos aos seus clientes tem por base a informação sobre os dados de consumo disponibilizada pelos operadores das redes, nos termos do Capítulo VII 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.

3 — As facturas a apresentar pelos comercializadores e agentes externos aos seus clientes devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores facturados.

4 — Os comercializadores e agentes externos devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, evidenciando, nomeadamente, os valores relativos às tarifas de acesso às redes.

5 — Através da factura, inserindo-as no seu conteúdo ou acompanhando o seu envio aos clientes, podem ser disponibilizadas informações consideradas essenciais ao fornecimento de energia eléctrica, algumas das quais decorrentes do disposto no Artigo 154.º.

ARTIGO 158.º

Pagamento

1 — Os comercializadores e agentes externos devem proporcionar aos seus clientes diversos meios de pagamento, devendo o pagamento ser efectuado nas modalidades acordadas entre as partes.

2 — Os comercializadores e agentes externos 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 encontram ligadas.

3 — Os comercializadores e agentes externos 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 159.º

Informação a prestar aos clientes

1 — Sem prejuízo do disposto no Artigo 154.º, no âmbito do contrato de fornecimento, os clientes devem receber informações transparentes sobre as condições normais de utilização dos serviços associados ao fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre as tarifas mais adequadas ao seu perfil de consumo, bem como sobre os impactes ambientais relacionados com os fornecimentos de energia eléctrica efectuados.

2 — Os comercializadores e agentes externos devem ainda informar os seus clientes das matérias a tratar directamente pelo operador da rede de distribuição da área geográfica onde se localizam as respectivas instalações de utilização, indicando os meios de contacto adequados para o efeito.

ARTIGO 160.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 ou agente externo 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 ou agente externo.

CAPÍTULO X

Comercialização regulada de energia eléctrica

SECÇÃO I

Actividades dos comercializadores regulados

ARTIGO 161.º

Actividades dos comercializadores regulados

Os comercializadores regulados 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.

ARTIGO 162.º

Compra e Venda de Energia Eléctrica

A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos comercializadores regulados corresponde à compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, nos termos do disposto no Artigo 165.º.

ARTIGO 163.º

Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

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 e uso da rede de distribuição dos clientes do comercializador regulado.

ARTIGO 164.º

Comercialização

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

SECÇÃO II

Compra de energia eléctrica

ARTIGO 165.º

Compra de energia eléctrica

1 — Os comercializadores regulados, 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 número anterior, o comercializador regulado em MT e AT deve adquirir a energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes, através das seguintes modalidades de contratação:

- a) Contratação em mercados organizados a prazo.
- b) Contratação em mercados organizados diários e intradiários.
- c) Contratação bilateral com um produtor de energia eléctrica ou com outro comercializador ou agente externo.
- d) Contratação bilateral com o Agente Comercial relativamente à energia eléctrica por este adquirida aos produtores em regime especial.

3 — Os contratos estabelecidos no âmbito das alíneas c) e d) do número anterior estão sujeitos à aprovação da ERSE, nos termos no n.º 5 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

4 — O comercializador regulado em MT e AT deve adquirir nos mercados organizados, no mínimo, uma quantidade de energia eléctrica equivalente à colocada no mercado pelo Agente Comercial, limitada à quantidade necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes.

5 — Para efeitos do número anterior, deve considerar-se que a energia eléctrica colocada no mercados organizados pelo Agente Comercial corresponde à soma das seguintes parcelas:

- a) Energia eléctrica adquirida pelo Agente Comercial aos produtores com CAE.
- b) Energia eléctrica adquirida pelo Agente Comercial aos produtores em regime especial que não seja vendida a comercializadores regulados através de contratos bilaterais nos termos previstos na alínea d) do n.º 2.

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

7 — Os comercializadores regulados que asseguram exclusivamente fornecimentos 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 regulado em MT e AT, nos termos previstos no Artigo 191.º.
- b) Através das modalidades de contratação de energia eléctrica indicadas no n.º 2.

ARTIGO 166.º

Informação sobre a compra de energia eléctrica

1 — Os comercializadores regulados, com excepção dos comercializadores regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, devem 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 número anterior, o comercializador regulado deve detalhar separadamente as quantidades e respectivas condições de compra de energia eléctrica, evidenciando:

- a) Preços, quantidades e horizonte temporal de cada um dos contratos bilaterais celebrados com o Agente Comercial, produtores de energia eléctrica, outros comercializadores ou agentes externos.
- b) 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.
- c) Preços, quantidades e desagregação horária da energia eléctrica contratada em mercados organizados diários e intradiários.

SECÇÃO III

Relacionamento comercial entre comercializadores regulados e clientes

ARTIGO 167.º

Norma remissiva

Às relações comerciais dos comercializadores regulados com os seus clientes são aplicáveis as disposições constantes do Capítulo IX deste regulamento, com as devidas especificações previstas na presente secção.

ARTIGO 168.º

Serviço universal

1 — Cumulativamente às obrigações de serviço público, referidas no Artigo 153.º, os comercializadores regulados ficam sujeitos a obrigações de serviço universal, acumulando para o efeito o estatuto de comercializador de último recurso, nos termos do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

2 — Na função de comercializador de último recurso, os comercializadores regulados estão obrigados a assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que, por opção própria ou por não reunirem condições para manter uma relação contratual com outro comercializador ou agente externo, ficam sujeitos ao regime de tarifas e preços regulados.

3 — Os comercializadores regulados 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.

4 — 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.

5 — 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 regulado 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.

6 — No caso de fornecimentos a instalações provisórias e eventuais, a obrigação de fornecimento prevista no n.º 3 fica limitada à existência e à capacidade disponível de rede.

ARTIGO 169.º

Contrato de fornecimento de energia eléctrica

1 — Além do disposto no Artigo 154.º deste regulamento, os contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre os comercializadores regulados e os seus clientes devem integrar como condições contratuais gerais um conjunto mínimo de informações aprovado pela ERSE, na sequência de propostas apresentadas pelos comercializadores regulados, 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 ou agente externo.
- d) Pela entrada em vigor do contrato de uso das redes, no caso dos clientes com estatuto de agente de ofertas.
- 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 170.º

Alteração da potência contratada

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

2 — Sem prejuízo do disposto no Artigo 116.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 regulados 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 171.º

Prestação de caução

1 — Os comercializadores regulados 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 regulado 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, os comercializadores regulados 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 regulados.

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.

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

ARTIGO 172.º

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 regulados devem apresentar proposta fundamentada à ERSE no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente regulamento.

ARTIGO 173.º

Alteração do valor da caução

Prestada a caução, os comercializadores regulados 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 174.º

Utilização da caução

1 — Os comercializadores regulados 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 regulados 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 172.º.

ARTIGO 175.º

Restituição da caução

1 — A caução prestada nos termos do presente regulamento considera-se válida até ao termo ou resolução do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 — 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.

3 — Para efeitos do disposto no número anterior e no n.º 5 do Artigo 171.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.

4 — Para efeitos do disposto no n.º 2, 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.

ARTIGO 176.º

Tarifas a aplicar

1 — Aos fornecimentos dos comercializadores regulados 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 — Aos clientes com consumos sazonais, definidos nos termos do Artigo 3.º, aplicam-se as tarifas sazonais estabelecidas no Regulamento Tarifário.

5 — 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 177.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 regulados 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 178.º

Facturas de energia eléctrica

Além do disposto no Artigo 157.º, os comercializadores regulados devem submeter a apreciação prévia da ERSE o formato e o conteúdo das facturas a apresentar aos respectivos clientes.

ARTIGO 179.º

Periodicidade da facturação

1 — Salvo acordo entre as partes, a facturação dos clientes em BTN é bimestral, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 — A facturação dos clientes em BTN dos comercializadores regulados que asseguram fornecimentos exclusivamente em BT, salvo acordo entre as partes, é mensal.

3 — Para os clientes em BTE, MT, AT e MAT, salvo acordo entre as partes, a facturação é mensal.

ARTIGO 180.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 no âmbito do acerto de facturação 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 regulado, o seu pagamento pode ser fraccionado em prestações mensais, a pedido do cliente, em número não superior ao 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 acrescer quaisquer juros legais ou convencionados.

5 — Os acertos de facturação 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 distribuidor, recolhidos a partir de leitura directa do equipamento de medição.

6 — O comercializador regulado não será responsável pela inobservância do disposto no número anterior se, cumprido o disposto nos n.ºs 6 e 7 do Artigo 135.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.

7 — Para efeitos de acertos, no início e no final do contrato, envolvendo facturações que abranjam um período inferior ao acordado para facturação, considerar-se-á uma distribuição diária uniforme dos encargos com valor fixo mensal.

ARTIGO 181.º

Facturação em períodos que abranjam mudança de tarifário

1 — A facturação 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 no período de facturação a que a factura respeita.

ARTIGO 182.º

Facturação do termo tarifário fixo, potência contratada e potência em horas de ponta em MAT, AT, MT e BTE

1 — Nos fornecimentos de energia eléctrica 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 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 VII, 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 183.º

Facturação dos encargos de potência contratada, contratação, leitura, facturação e cobrança em BTN

1 — Para fornecimentos de energia eléctrica em BTN, 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 182.º.

ARTIGO 184.º

Facturação de energia activa

A energia activa fornecida é facturada por aplicação dos preços definidos para cada período tarifário, por opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kWh.

ARTIGO 185.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 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 5 do Artigo 44.º.

ARTIGO 186.º

Facturação de potência durante a interrupção do fornecimento

A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente não suspende a facturação da potência.

ARTIGO 187.º

Prazos de pagamento

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 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 188.º

Mora

1 — O não pagamento da factura 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 189.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, 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 regulados devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

ARTIGO 189.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

1 — Além do disposto no Artigo 56.º deste regulamento, constituem fundamento para a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente as seguintes situações:

- a) Falta de pagamento no prazo estipulado dos montantes devidos, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 188.º.
- b) Falta de prestação ou de actualização da caução, quando exigível nos termos do Artigo 171.º e do Artigo 173.º.

2 — A falta de pagamento dos montantes apurados em resultado de acerto de facturação, previsto no n.º 5 do Artigo 180.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 IV

Relacionamento comercial entre o comercializador regulado em MT e AT e os comercializadores regulados que actuam exclusivamente em BT

ARTIGO 190.º

Norma remissiva

Ao relacionamento comercial entre o comercializador regulado que efectua o fornecimento de energia eléctrica em MT e AT e os comercializadores regulados que asseguram exclusivamente o fornecimento de energia eléctrica em BT no âmbito da alínea a) do n.º 7 do Artigo 165.º aplicam-se as disposições constantes do presente capítulo e do Capítulo IX, relativas ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes em MT, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

ARTIGO 191.º

Facturação dos fornecimentos aos comercializadores regulados que actuam exclusivamente em BT

1 — A facturação dos fornecimentos do comercializador regulado em MT e AT aos comercializadores regulados que asseguram exclusivamente o fornecimento de energia eléctrica 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 ou agentes externos, 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 regulados em BT.

5 — No caso dos comercializadores regulados que asseguram exclusivamente o fornecimento de energia eléctrica 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 7 do Artigo 165.º, aplicam-se as regras de facturação estabelecidas para as entregas referidas na alínea b) do n.º 1 do Artigo 47.º.

CAPÍTULO XI

Regime de mercado

SECÇÃO I

Mercados organizados

ARTIGO 192.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 193.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 194.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 197.º, devendo ser disponibilizados a todos os interessados.

ARTIGO 195.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 197.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.

ARTIGO 196.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 197.º.

ARTIGO 197.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 198.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 II

Contratação bilateral

ARTIGO 199.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 — O fornecimento de energia eléctrica por produtores e co-geradores, através de contratos bilaterais, fica limitado à potência instalada nas respectivas instalações de produção.

ARTIGO 200.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 201.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.

3 — As partes contraentes dos contratos bilaterais podem acordar que uma das partes assume a totalidade dos custos associados à execução dos contratos bilaterais de acordo com as regras de liquidação estabelecidas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, designadamente a responsabilidade pelo pagamento dos custos relativos aos desvios do programa de produção e consumo.

SECÇÃO III

Informação sobre o mercado

ARTIGO 202.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 203.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 204.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 — 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.

4 — 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.

5 — 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 XII****Relacionamento comercial****SECÇÃO I****Concessionária do transporte e distribuição da RAA****ARTIGO 205.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 209.º.

ARTIGO 206.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 207.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 208.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 209.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 VII 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 210.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 214.º.

ARTIGO 211.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 212.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 213.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 214.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 VII 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 215.º

Norma remissiva

Às ligações à rede nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira aplicam-se as disposições constantes do Capítulo VI deste regulamento, sem prejuízo das regras especificamente aplicáveis, nos termos dos artigos seguintes.

ARTIGO 216.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 217.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 78.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 218.º

Elementos de ligação para uso exclusivo e uso partilhado

1 — Na RAA, a proposta referida no n.º 4 do Artigo 76.º deve ser apresentada pela concessionária do transporte e distribuição.

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 82.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

ARTIGO 219.º

Reforço das redes

Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 6 do Artigo 83.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

ARTIGO 220.º

Orçamento

1 — Considerando o disposto no n.º 2 do Artigo 218.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 VI deste regulamento.

2 — Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 86.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 221.º

Expansão da rede

As disposições relativas à expansão da rede em BT, constantes do Capítulo VI deste regulamento, não são aplicáveis às ligações às redes dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

ARTIGO 222.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 223.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 VI 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 224.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 225.º

Código do ponto de entrega

O Artigo 107.º relativo à codificação dos pontos de entrega não tem aplicação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

ARTIGO 226.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 104.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 227.º

Norma remissiva

A medição de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deve observar as disposições constantes do Capítulo VII deste regulamento com as adaptações necessárias, nos termos dos artigos seguintes.

ARTIGO 228.º

Operadores de redes

As obrigações e direitos atribuídos aos operadores da rede de transporte e ao operador da rede de distribuição no Capítulo VII 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 130.º, no n.º 2 do Artigo 137.º e no n.º 3 do Artigo 141.º.

ARTIGO 229.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 230.º

Fronteira entre redes

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não se aplicam as Secções IV, V e VI do Capítulo VII do presente regulamento.

SECÇÃO V

Comercialização de energia eléctrica

ARTIGO 231.º

Disposição especial

1 — Nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não são consideradas as figuras do comercializador, do agente externo e do comercializador regulado, nos termos do disposto nos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto.

2 — Considerando o disposto no número anterior, 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 232.º

Norma remissiva

Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, as disposições constantes do Capítulo X, relativas aos comercializadores regulados 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 233.º

Regime de caução

1 — Para efeitos de aplicação do regime de caução, previsto no Artigo 171.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 172.º devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

ARTIGO 234.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 235.º

Mora

Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do Artigo 188.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 236.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 189.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

Escolha de fornecedor de energia eléctrica

ARTIGO 237.º

Clientes elegíveis

1 — São consideradas elegíveis as instalações consumidoras para as quais a entidade sua proprietária ou utilizadora pode livremente escolher o respectivo fornecedor de energia eléctrica.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, são elegíveis todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em AT e MT com consumo efectivo ou previsto não nulo.

3 — 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.

4 — A instalação consumidora considerada nos termos da alínea c) do número anterior é considerada elegível se todas as instalações consideradas no conjunto de instalações eléctricas objecto de licenciamento único cumprirem, individualmente, as condições de elegibilidade.

ARTIGO 238.º

Escolha de fornecedor

1 — A escolha de fornecedor de energia eléctrica para cada instalação consumidora considerada elegível nos termos do Artigo 237.º pode efectuar-se mediante a celebração de contrato de fornecimento com uma entidade exterior ao sistema eléctrico público, depois de efectuado o pedido de acesso às redes junto da entidade a que se encontra ligada a instalação consumidora em causa.

2 — Consideram-se não vinculados os clientes cujas instalações consumidoras elegíveis passem a ser abastecidas de energia eléctrica por entidade fora do sistema eléctrico público.

ARTIGO 239.º

Regresso ao sistema eléctrico público

1 — O cliente não vinculado, que deixe de verificar a condição de elegibilidade definida no Artigo 237.º ou que deixe de ser titular de um contrato de uso das redes, deve passar a ser fornecido no âmbito do sistema eléctrico público.

2 — Nas situações referidas no número anterior, o fornecimento de energia eléctrica à instalação consumidora, no âmbito do sistema eléctrico público, deve ser requerido no prazo máximo de 20 dias após a sua verificação.

3 — Requerido o fornecimento de energia eléctrica no âmbito do sistema eléctrico público, nos termos do número anterior, a instalação consumidora pode continuar a ser abastecida no âmbito do contrato de fornecimento vigente até que a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM iniciem o fornecimento à instalação em causa.

ARTIGO 240.º

Fornecimento de energia eléctrica no âmbito do sistema eléctrico público

1 — Os clientes que pretendam aderir aos sistemas eléctricos públicos devem solicitar a celebração de um contrato de fornecimento, consoante o caso, com a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 — O início de fornecimento, nos termos do número anterior, deverá ocorrer no prazo máximo de 30 dias após solicitação de celebração de contrato pelo cliente, salvo se o sistema não dispuser de capacidade para assegurar o respectivo fornecimento.

3 — Nos casos em que o sistema eléctrico público não dispuser de capacidade para fornecer um cliente que o tenha solicitado, o facto deve ser comunicado ao cliente no prazo máximo de 15 dias, após solicitação de celebração de contrato pelo cliente, não podendo a indisponibilidade de fornecimento exceder o prazo de um ano.

4 — As situações de incapacidade de fornecimento previstas no número anterior devem ser comunicadas à ERSE no prazo máximo de 15 dias após a sua verificação.

5 — A instalação consumidora que não puder ser abastecida no âmbito do sistema eléctrico público, nos termos dos números anteriores, deverá continuar a ser abastecida nos termos do contrato de fornecimento vigente à data do pedido de celebração de um contrato de fornecimento no sistema eléctrico público.

ARTIGO 241.º

Informação

1 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, uma lista contendo informação referente a todos os clientes elegíveis que no mês findo apresentaram o pedido de acesso às redes.

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

- a) Denominação social.
- b) Morada (localização, freguesia e concelho).
- c) Data do pedido de acesso à rede.
- d) Tensão de alimentação.
- e) Potência contratada.
- f) Consumo anual declarado para efeitos de acesso às redes.

3 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação sobre os clientes não vinculados que, no decurso do mês transacto, passaram a ser abastecidos de energia eléctrica fora do sistema eléctrico público.

4 — A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação sobre a identificação dos clientes não vinculados que aderiram ao sistema eléctrico público, bem como a data em que se iniciaram os respectivos fornecimentos de energia eléctrica.

SECÇÃO VII

Contratos de garantia de abastecimento

ARTIGO 242.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 243.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 244.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 VIII

Produtores de energia eléctrica

ARTIGO 245.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 246.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 XIII

Convergência tarifária

ARTIGO 247.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 248.º

Princípios gerais

1 — O relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária atende ao disposto no Artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

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 249.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 250.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 XIV

Garantias administrativas

ARTIGO 251.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 252.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 253.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 XV

Resolução de conflitos

ARTIGO 254.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 — 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 quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

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

5 — A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

ARTIGO 255.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 256.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 257.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 258.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, 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 259.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 260.º

Norma remissiva

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

ARTIGO 261.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 69/2002, de 25 de Março.

ARTIGO 262.º

Agente Comercial

As disposições constantes do Capítulo V do presente regulamento, relativas às atribuições conferidas ao Agente Comercial, deixam de produzir efeitos logo que cessem todos os CAE existentes, bem como a obrigação de compra de energia eléctrica aos produtores em regime especial por parte da entidade concessionária da RNT.

ARTIGO 263.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 32.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 264.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, mantém-se em vigor até à aprovação das novas regras de facturação previstas no Artigo 36.º, no Artigo 44.º e no Artigo 185.º do presente regulamento.

ARTIGO 265.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 129.º entra em vigor 180 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

ARTIGO 266.º

Entrada em vigor

1 — As disposições do presente regulamento que não estejam relacionadas com a entrada em funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) por cessação dos CAE entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.

2 — As restantes disposições entram em vigor com o início do funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos CMEC, nos termos publicitados através de Aviso da ERSE.

3 — As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação da respectiva regulamentação.

4 — A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados ao abrigo do anterior regulamento, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham a substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.

ANEXO II

Regulamento Tarifário

CAPÍTULO I

Disposições e princípios gerais

ARTIGO 1.º

Objecto

1 — O presente Regulamento, editado ao abrigo do Artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, 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 diploma 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 ao distribuidor em MT e AT.
 - ii) Entregas do distribuidor em MT e AT aos distribuidores em BT.
 - iii) Fornecimentos dos comercializadores regulados aos clientes finais.
 - iv) Fornecimentos do comercializador regulado em MT e AT aos comercializadores regulados em BT.
 - v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.
 - vi) Utilização das redes do distribuidor vinculado em MT e AT.
 - vii) Utilização das redes dos distribuidores vinculados 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 regulados.
 - iv) Os agentes externos.
 - v) Os operadores das redes de distribuição.
 - 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.
- 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) RNT — Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.
- o) 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 externo — entidade legalmente estabelecida em outro Estado da União Europeia reconhecida, naquele Estado, como possuindo o direito de comprar ou vender energia eléctrica em nome próprio ou de terceiros, e registada nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro.
- c) 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 regulado, agente comercial, agente externo, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se forem detentores de estatuto de agente de ofertas.
- d) 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.
- e) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.
- f) 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.
- g) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, atribuída nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, 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.
- h) Comercializador regulado — comercializador que no exercício da sua actividade está obrigado a assegurar o fornecimento de energia eléctrica aos clientes que o requeiram, sujeitando-se ao regime de tarifas e preços regulados, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
- i) 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.
- j) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão.
- k) Entrega de energia eléctrica — alimentação física de energia eléctrica.
- 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 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: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT, as entidades titulares de licença vinculada 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 185/2003, de 20 de Agosto.
- 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 através de redes em muito alta e alta tensão.
- 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 regulado, 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, a EDP-Distribuição de Energia Eléctrica, S.A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização, distribuição ou operação das redes.
- b) No plural, a EDP-Distribuição de Energia Eléctrica, S.A., nos termos referidos no número anterior, bem como as demais entidades referidas no n.º 2 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto.

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 regulados 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, tendo em conta as excepções referidas nos Decretos-Lei n.os 182/95 e 184/95, de 27 de Julho.
- f) Limitação de eventuais aumentos de preços em BT à variação prevista do índice de preços implícitos no Consumo Privado.
- g) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.
- h) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- i) 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 regulado

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador regulado 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

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, o distribuidor em MT e AT, o comercializador regulado, 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 Regulados.
- c) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- d) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- e) Tarifa de Energia.
- f) Tarifa 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 Regulado em MT e AT aos Comercializadores Regulados 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 — A fixação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT de Portugal continental, da RAA e da RAM está sujeita à aplicação do mecanismo de limitação dos acréscimos, estabelecido na Secção XI do Capítulo IV.

3 — O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores regulados, 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.

4 — As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória.

5 — 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 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 regulados 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 e à compra e venda de energia eléctrica do agente comercial.

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 regulados aos fornecimentos a clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado.

12 — Os comercializadores regulados 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 regulados 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.

16 — Sem prejuízo do número anterior, os preços da tarifa de Energia referida no n.º 11 e das tarifas de Venda a Clientes Finais são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

17 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior são calculados de acordo com o estabelecido no Artigo 126.º e no Artigo 135.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

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	Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS	UGS	MAT
					AT
					MT
					BT
	Proveitos Actividade de Gestão Global do Sistema				
	Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	URT _{MAT}	Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT _{MAT}	MAT
		URT _{AT}		URT _{AT}	AT
					MT
					BT
			Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	URD _{AT}	AT
				URD _{MT}	MT
				URD _{BT}	BT
			Proveitos Actividade de Comercialização de Redes	Cred _{esNT}	MAT
					AT
					MT
				Cred _{esBTE}	BT > 41,4 kW
				Cred _{esBTN}	BT ≤ 41,4 kVA

QUADRO 2

Tarifas e proveitos dos comercializadores regulados

Comercializadores Regulados		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e	UGS + URT _{MAT} + Cred _{esNT}	MAT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + Cred _{esNT}	AT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + Cred _{esNT}	MT

Distribuição	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} + Credes _{BTE}	BT > 41,4 kW
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} + Credes _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C _{NT}	MAT
		AT
		MT
	C _{BTE}	BT > 41,4 kW
	C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Credes _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Credes _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Credes _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

ARTIGO 16.º

Tarifas a aplicar aos clientes dos comercializadores regulados

- 1 — As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos fornecimentos dos comercializadores regulados 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 regulados, conforme estabelecido no Quadro 3.
- 3 — O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador regulado coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado.

QUADRO 3

Tarifas incluídas nas tarifas de venda a clientes finais dos comercializadores regulados

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
E	X	X	X	X	X
UGS	X	X	X	X	X
URT _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X
Credes _{NT}	X	X	X	-	-
Credes _{BTE}	-	-	-	X	-
Credes _{BTN}	-	-	-	-	X
C _{NT}	X	X	X	-	-
C _{BTE}	-	-	-	X	-
C _{BTN}	-	-	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema

URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{esNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{esBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{esBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	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 asseguram 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, agentes externos e clientes com estatuto de agentes de ofertas.

5 — As entregas aos comercializadores regulados 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 _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X
Cred _{esNT}	X	X	X	-	-
Cred _{esBTE}	-	-	-	X	-
Cred _{esBTN}	-	-	-	-	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{esNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{esBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{esBTN}	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 Regulado em MT e AT aos Comercializadores Regulados em BT

1 — A tarifa de Venda do Comercializador Regulado em MT e AT aos Comercializadores Regulados em BT é igual à tarifa de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Regulados em MT, podendo o comercializador regulado em BT escolher a opção tarifária que considere mais vantajosa, de entre as opções previstas para a referida tarifa.

2 — Em alternativa, os comercializadores regulados 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:

- Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.
- 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 discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- 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:

- Nível de tensão.
- 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	-	-	-
URT _{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
Cred _{esNT}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Cred _{esBTE}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Cred _{esBTN}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{NT}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{BTE}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{BTN}	-	-	-	-	-	-	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{esNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{esBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{esBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	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 Regulados

1 — A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Regulados é a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos comercializadores regulados, 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 regulados

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrt	TF
MAT	4	UGS URT _{MAT}	URT _{MAT}	E UGS URT _{MAT}	E UGS URT _{MAT}	E UGS URT _{MAT}	E UGS URT _{MAT}	URT _{MAT}	URT _{MAT}	Crede _{sNT} C _{NT}
AT	4	UGS URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT}	URD _{AT}	URD _{AT}	Crede _{sNT} C _{NT}
MT	4	UGS URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	URD _{MT}	URD _{MT}	Crede _{sNT} C _{NT}
BTE	3	UGS URD _{BT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	URD _{BT}	URD _{BT}	Crede _{sBTE} C _{BTE}
BTN (3)	3	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	-	-	Crede _{sBTN} C _{BTN}			
BTN (2)	2	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	-	-	Crede _{sBTN} C _{BTN}			
BTN (1)	1	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	-	-	Crede _{sBTN} C _{BTN}			
BTN (IP)	1	-	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} Crede _{sBTN} C _{BTN}	-	-	-			

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
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Crede _{SNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Crede _{S_{BTE}}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Crede _{S_{BTN}}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{N_T}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{B_{TE}}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{B_{TN}}	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 _{MAT}	URT _{MAT}	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}	Crede _{SNT}
AT	UGS URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	URD _{AT}	URD _{AT}	Crede _{SNT}
MT	UGS URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	URD _{MT}	URD _{MT}	Crede _{SNT}			
BTE	UGS URD _{BT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		URD _{BT}	URD _{BT}	Crede _{S_{BTE}}	
BTN (3)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	Crede _{S_{BTN}}	
BTN (2)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	Crede _{S_{BTN}}	
BTN (1)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	Crede _{S_{BTN}}	

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
 (2) Tarifas de BTN bi-horárias
 (1) Tarifas de BTN simples e social

TPe	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
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{es} _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{es} _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{es} _{BTN}	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 Ide 1 de Janeiro a 31 de Março.
- b) Período IIde 1 de Abril a 30 de Junho.
- c) Período IIIde 1 de Julho a 30 de Setembro.
- d) Período IVde 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
Segunda a Sexta-feira	Segunda a Sexta-feira
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
Sábados	Sábados
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
Domingos	Domingos
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 — As tarifas de Acesso da RAA aplicam-se aos clientes não vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2, 4 e 6, nos termos do Artigo 28.º

11 — Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

12 — Sem prejuízo do número anterior, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

13 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior são calculados de acordo com o estabelecido no Artigo 126.º e no Artigo 139.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

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 _{AGS}	E	MT	x	-
			BT	x	-
	UGS + UR _{TAT}	MT	x	x	
		BT	x	-	
	SR _{AAAGS}	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
	SA _D	UR _{DAT} + UR _{D_{MT}}	MT	x	x

Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da		URD _{AT} + URD _{MT}	MT	x	x
	SRAA _D	URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} Incluído nas TVCF	BT MT e BT	x x	- -
RAA		Credes _{NT}	MT	x	x
		Credes _{BTE}	BT ≥ 20,7 kW	x	-
		Credes _{BTN}	BT ≤ 215 kVA	x	-
		C _{NT}	MT	x	-
		C _{BTE}	BT ≥ 20,7 kW	x	-
		C _{BTN}	BT ≤ 215 kVA	x	-
	SRAA _C	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Credes _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Credes _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Credes _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA _{AGS}	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 _D	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 _C	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 _{AGS}	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 _D	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 _C	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 — As tarifas de Acesso da RAM aplicam-se aos clientes não vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2, 4 e 6, nos termos do Artigo 28.º.

11 — Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

12 — Sem prejuízo do número anterior, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

13 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior são calculados de acordo com o estabelecido no Artigo 126.º e no Artigo 143.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

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 _{AGS}	E	AT	x	-
			MT	x	-
			BT	x	-
	UGS + URT _{AT}	AT	x	x	
		MT	x	x	
		BT	x	-	
SRAM _{AGS}	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-	
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM	SM _D	URD _{AT}	AT	x	x
		URD _{AT} + URD _{MT}	MT	x	x
		URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT}	BT	x	-
	SRAM _D	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM	SM _C	Cred _{esNT}	AT	x	x
			MT	x	x
		Cred _{esBTE}	BT > 62,1 kW	x	-
		Cred _{esBTN}	BT ≤ 62,1 KVA	x	-
		C _{NT}	AT	x	-
			MT	x	-
	C _{BTE}	BT > 62,1 kW	x	-	
C _{BTN}	BT ≤ 62,1 kVA	x	-		
SRAM _C	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-	

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{esNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{esBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{esBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM _{AGS}	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 _D	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 _C	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 _{AGS}	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 _D	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 _C	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 regulados 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 regulados 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 Ide 1 de Janeiro a 31 de Março.
- b) Período IIde 1 de Abril a 30 de Junho.
- c) Período IIIde 1 de Julho a 30 de Setembro.
- d) Período IVde 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 regulados de Portugal continental

ARTIGO 35.º

Objecto

1 — A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados, 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 regulados 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 regulado 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 regulados

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	-
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) - - 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:

- Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, definidos em Euros por mês.
- 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 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:

- Preços da energia reactiva indutiva.
- 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:

- Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.
- 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) - - 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 regulados, que deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado.

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 regulados, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.
 2 — Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores regulados, 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 regulados, os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.
 4 — Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes em BT dos comercializadores regulados, 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
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 regulados

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

Tarifa 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 proveitos 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 proveitos a recuperar relativos à Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial e à Gestão Global do Sistema.

ARTIGO 52.º

Estrutura geral

1 — A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por duas parcelas, I e II, em que:

- a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.
- b) 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.

2 — A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

- a) Preços da energia activa da parcela I, definidos em Euros por kWh.
- b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da energia activa da parcela II, 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 128.º

4 — Os preços de energia activa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT.

5 — Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 24.º

6 — 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.

7 — Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores regulados coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente Capítulo.

8 — 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

Legenda:

UGS1	Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
UGS2	Parcela II 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

		Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema					
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
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	X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	-	X	X	X		Fornecimentos CR

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
(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 regulados
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 regulados 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 regulados 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 _{AT}	4	X	X	X	X	X	X	-
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		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (2)	2	-	-	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1	-	-	X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1	-	-	X				Fornecimentos CR

Legenda:

URT_{AT} 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 regulados
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:

- 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.

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 regulados 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:

- a) Preços da energia reactiva fornecida.
- b) 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 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

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT										
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	Aplicação
URD _{AT}	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			Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (1)	1					X				Entregas ORD, Fornecimentos CR
BTN (IP)	1					X				Fornecimentos CR

Legenda:

URD _{AT}	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 regulados
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

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT										
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	Aplicação
URD _{MT}	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	-	-	-	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:

URD_{MT} 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 regulados

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 regulados, 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:

$$\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC} = \tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}} + \tilde{S}PRE_{C_{VEE,t}} + \tilde{C}f_{C_{VEE,t}} - \Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC} - \Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{AC} \quad (1)$$

em que:

$\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\tilde{S}CAE_{C_{VEE,t}}$	Sobrecusto com a aquisição de energia eléctrica aos produtores titulares de licença de produção vinculada, previsto para o ano t
$\tilde{S}PRE_{C_{VEE,t}}$	Sobrecusto com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, 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 previsto 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 (5)
$\Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{AC}$	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 sobrecusto $(\tilde{S}CAE_{CVEE,t})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}CAE_{CVEE,t} = \tilde{C}AE_{CVEE,t} - \tilde{W}_{CVEE,t}^{CAE} \times \tilde{P}m_t^{MO} \quad (2)$$

em que:

$\tilde{C}AE_{CVEE,t}$	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores titulares de licença de produção vinculada, previsto para o ano t
$\tilde{W}_{CVEE,t}^{CAE}$	Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores titulares de licença de produção vinculada, no âmbito da actividade Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{P}m_t^{MO}$	Preço médio dos mercados organizados, previsto para o ano t .

3 — O sobrecusto $(\tilde{S}PRE_{CVEE,t})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}PRE_{CVEE,t} = \tilde{P}RE_{CVEE,t} - \tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE} \times \tilde{P}m_t^{MO} \quad (3)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVEE,t}$	Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, previstos para o ano t
$\tilde{W}_{CVEE,t}^{PRE}$	Quantidade de energia eléctrica prevista adquirir aos produtores em regime especial, no âmbito da actividade Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{P}m_t^{MO}$	Preço médio da energia eléctrica adquirida a produtores em regime especial vendida nos mercados organizados e através de contratos bilaterais realizados com o comercializador regulado, previsto para o ano t .

4 — Os custos de funcionamento $(\tilde{C}f_{CVEE,t})$ são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t} = \tilde{C}_{CVEE,t} + \tilde{A}m_{CVEE,t} + \tilde{A}ct_{CVEE,t} \times \frac{r_{CVEE,t}}{100} \quad (4)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVEE,t}$	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{CVEE,t}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}ct_{CVEE,t}$	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.

5 — Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

6 — O ajustamento $(\Delta\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC})$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC} = (\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC} - \tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad (5)$$

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)
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento $(\Delta\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC})$ não se aplica no primeiro ano de implementação deste Regulamento.

7 — O ajustamento $(\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC})$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC} = \left[(R_{CVEE,t-2}^{AC} - R_{CVEE,t-2}^{AC}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta R_{CVEE,prov}^{AC} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad (6)$$

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)

$\Delta R_{C_{VEE,prov}}^{AC}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 6, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $(\tilde{\Delta R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC})$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento $(\Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{AC})$ 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:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{R}_{CMEC,t}^T - \tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC} \quad (7)$$

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 (CMEC), previstos para o ano t , calculados de acordo com o Artigo 75.º
$\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC}$	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:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} + \tilde{C}SS_{GS,t} + \tilde{C}GS_{GS,t} + \tilde{C}GC_{GS,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + \tilde{M}O_{GS,t} - \tilde{S}_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (8)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{GS,t}$	Amortizações dos activos fixos afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema e ao Acerto de Contas, previstos para o ano t
$\tilde{A}ct_{GS,t}$	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
$\tilde{C}SS_{GS,t}$	Custos dos serviços de sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}GS_{GS,t}$	Custos de exploração afectos à gestão do sistema, associados ao Gestor do Sistema, ao Acerto de Contas, previstos para o ano t
$\tilde{C}GC_{GS,t}$	Custos afectos à gestão dos CMEC, previstos para o ano t
$\tilde{R}EG_{GS,t}$	Custos com a ERSE, previstos para o ano t
$\tilde{M}O_{GS,t}$	Custos referentes aos mercados organizados, aceites pela ERSE, 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 — Os custos $(\tilde{M}O_{GS,t})$ correspondem aos custos de exploração e remuneração dos activos dos mercados organizados.

5 — Os custos com os mercados organizados a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $(\tilde{M}O_{GS,t})$, no ano t , são transferidos mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para o respectivo operador de mercado, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{M}O_{GS,m,t} = \frac{1}{12} \tilde{M}O_{GS,t}$$

6 — O ajustamento $(\Delta R_{GS,t-2}^T)$ previsto na expressão (8) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{GS,t-2}^T = \left[Rf_{UGS1,t-2}^T - \left(Itr_{GS,t-2}^T + R_{GS,t-2}^T \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (9)$$

em que:

$Rf_{UGS1,t-2}^T$	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 (8), com base nos valores verificados em $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Nos dois primeiros anos 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 anterior Regulamento Tarifário.

ARTIGO 74.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1 — Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t , são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T + \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{O}C_{Pol,t} - \Delta R_{Pol,t-2}^T \quad (10)$$

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, previsto para o 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.
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	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:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (11)$$

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 (56) do Artigo 89.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 (57) do Artigo 89.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (58) do Artigo 89.º, previsto para o ano t .

3 — O custo com a convergência tarifária da RAM ($\tilde{R}AM_{Pol,t}$) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C \quad (12)$$

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 (68) do Artigo 95.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 (69) do Artigo 95.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 (70) do Artigo 95.º, previsto para o ano t .

4 — O valor previsto do desvio ($\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T = \left[\left(\frac{\tilde{R}AA_{Pol,t-1} + \tilde{R}AM_{Pol,t-1}}{\tilde{R}_{Pol,t-1}^T} \right) \times \tilde{R}fW_{UGS2,t-1}^T - \tilde{R}AA_{Pol,t-1} - \tilde{R}AM_{Pol,t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (13)$$

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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

No primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário o ($\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$) é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 73.º do anterior Regulamento Tarifário.

5 — A parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico ($\tilde{T}er_{Pol,t}$) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t} = \tilde{A}m_{Pol,t}^{Ter} + \tilde{A}ct_{Pol,t}^{Ter} \times \frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (14)$$

em que:

$\tilde{A}m_{Pol,t}^{Ter}$	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{Pol,t}^{Ter}$	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 <i>Swap</i> interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no último dia do mês de Junho no ano $t-1$, divulgada pela Reuters à hora de fecho em Londres, acrescida de meio ponto percentual, em percentagem.

A taxa de remuneração a utilizar no recálculo destes valores, com base em valores ocorridos, corresponde à taxa *Swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano $t-2$, divulgada pela Reuters à hora de fecho em Londres, acrescida de meio ponto percentual, em percentagem.

6 — O ajustamento ($\Delta R_{Pol,t-2}^T$) previsto na expressão (10) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{Pol,t-2}^T = \left[\left(RfW_{UGS2,t-2}^T - R_{Pol,t-2}^T - EC_{Pol,t-2} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta R_{Pol,prov}^T \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (15)$$

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 (10), com base nos valores verificados em $t-2$

$EC_{Pol,t-2}$	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, no ano $t-2$, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente Capítulo.
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia 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 $(\Delta \tilde{RA}_{Pol,t-1}^T)$.

Este ajustamento não se aplica nos dois primeiros anos 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:

$$\tilde{R}_{CMEC,t}^T = \tilde{P}F_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} - \tilde{C}P_{CMEC,t} \quad (16)$$

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, 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, 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, para o ano t .

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:

$$\tilde{C}MEC_{k,m} = \tilde{P}F_{CMEC,k,m} + \tilde{P}A_{CMEC,k,m} \quad (17)$$

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

Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \tilde{A}m_{URT,t} + \tilde{A}ct_{URT,t} \times \frac{r_{URT,t}}{100} + \tilde{C}_{URT,t} + \tilde{O}C_{URT,t} + \tilde{T}SO_{URT,t} - \tilde{S}_{URT,t} - \Delta R_{URT,t-2}^T \quad (18)$$

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 ($\tilde{Act}_{URT,t}$), 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 (18) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = \left(Rf_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T - Amb_{URT,t-2} + GCI_{URT,t-2} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (19)$$

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 (18), 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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Nos dois primeiros anos de implementação do Regulamento Tarifário o ajustamento ($\Delta R_{URT,t-2}^T$) é calculado de acordo com o artigo 74.º do anterior Regulamento Tarifário.

SECÇÃO III

Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

ARTIGO 77.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:

$$\tilde{R}_{CVAT,t}^D = \tilde{R}_{UGS,t}^D + \tilde{R}_{URT,t}^D \quad (20)$$

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 (21) do Artigo 78.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 (29) do Artigo 79.º

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

ARTIGO 78.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:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \tilde{R}_{UGS,1,t}^D + \tilde{R}_{UGS,2,t}^D \quad (21)$$

em que:

- $\tilde{R}_{UGS,1,t}^D$ 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
- $\tilde{R}_{UGS,2,t}^D$ 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 .

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:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \tilde{R}_{GS,t}^T - \Delta_{UGS1,t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (22)$$

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 (8) do Artigo 73.º
$\Delta_{UGS1,t-2}^D$	Diferença entre os valores facturados 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 e os valores pagos ao operador da rede de transporte em Portugal continental ao longo do ano, no âmbito da parcela correspondente da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

3 — O ajustamento ($\Delta_{UGS1,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS1,t-2}^D = Rf_{UGS1,t-2}^D - Rf_{UGS1,t-2}^T \quad (23)$$

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.

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, este ajustamento é calculado de acordo com o n.º 2 do artigo 80.º do anterior Regulamento Tarifário.

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:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}P_{UGS2,t}^D \quad (24)$$

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:

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = \tilde{R}P_{Pol,t}^T - \Delta W_{UGS2,t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (25)$$

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 (10) do Artigo 74.º
$\Delta W_{UGS2,t-2}^D$	Diferença entre os valores facturados 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 e os valores pagos ao operador da rede de transporte em Portugal continental ao longo do ano, no âmbito da parcela correspondente da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

6 — O ajustamento ($\Delta W_{UGS2,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta W_{UGS2,t-2}^D = RfW_{UGS2,t-2}^D - RfW_{UGS2,t-2}^T \quad (26)$$

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
--------------------	--

$RfW_{UGS 2,t-2}^T$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano $t-2$, por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador.

O ajustamento ($\Delta W_{UGS 2,t-2}^D$) não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

7 — 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:

$$\tilde{R}_{UGS 2,t}^D = \tilde{R}_{CMEC,t}^T - \Delta P_{UGS 2,t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (27)$$

em que:

$\tilde{R}_{CMEC,t}^T$ Custos relativos aos CMEC, previstos para o ano t , calculados de acordo com a expressão (16) do Artigo 75.º

$\Delta P_{UGS 2,t-2}^D$ Diferença entre os valores facturados 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 e os valores pagos ao operador da rede de transporte em Portugal continental ao longo do ano, no âmbito dos encargos mensais com os CMEC da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

8 — O ajustamento ($\Delta P_{UGS 2,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta P_{UGS 2,t-2}^D = RfP_{UGS 2,t-2}^D - \sum_{m=1}^{12} Enc_{t-2m}^{CMEC} \quad (28)$$

em que:

$RfP_{UGS 2,t-2}^D$ 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 128.º.

O ajustamento ($\Delta P_{UGS 2,t-2}^D$) não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

ARTIGO 79.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:

$$\tilde{R}_{URT,t}^D = \tilde{R}_{URT,t}^T - \Delta R_{URT,t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (29)$$

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 (18) do Artigo 76.º

$\Delta R_{URT,t-2}^D$ Diferença entre os valores facturados pelo 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 e os valores pagos ao operador da rede de transporte em Portugal continental ao longo do ano, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

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:

$$\Delta R_{URT,t-2}^D = Rf_{URT,t-2}^D - Rf_{URT,t-2}^T \quad (30)$$

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

$R_{URT,t-2}^T$ 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.

ARTIGO 80.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:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \sum_{j=1}^2 \left(F_{URD,j,t} + P_{URD,j,t} \times \tilde{E}_{URD,j,t} + \tilde{P}AR_{URD,j,t} - \Delta R_{URD,j,t-2}^D \right) \quad (31)$$

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:

$$F_{URD,j,t} = \begin{cases} F_{URD,j,1} & t=1 \\ F_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{URD,F,j}}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (32)$$

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:

$$P_{URD,j,t} = \begin{cases} P_{URD,j,1} & t=1 \\ P_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{URD,P,j}}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (33)$$

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:

$$\Delta R_{URD,j,t-2}^D = (Rf_{URD,j,t-2} - R_{URD,j,t-2} - PP_{URD,j,t-2} - RQS_{URD,t-2} - Amb_{URD,j,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (34)$$

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 (31), 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 19 -do Artigo 153.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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 81.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:

$$\tilde{R}_{Credest}^D = \sum_j \tilde{R}_{Credes,j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{Act}_{Credes,j,t} \times \frac{r_{Credest}}{100} + \tilde{Am}_{Credes,j,t} + \tilde{C}_{Credes,j,t} + \tilde{Cmf}_{Credes,j,t} + \tilde{PAR}_{Credes,j,t} - \tilde{S}_{Credes,j,t} - \Delta R_{Credes,j,t-2}^D \right) \quad (35)$$

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 (35) são dados por:

$$\tilde{Cmf}_{Credes,j,t} = \tilde{Cf}_{Credes,j,t} + \tilde{Amf}_{Credes,j,t} + \tilde{Actf}_{Credes,j,t} \times \frac{r_{Credes,t}}{100} \quad (36)$$

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 (35) é dado por:

$$\Delta R_{Credes,j,t-2}^D = (Rf_{Credes,j,t-2}^D - \tilde{R}_{Credes,j,t-2}^D - \Delta PAR_{Credes,j,t-2} - \Delta Cmf_{Credes,j,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (37)$$

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 153.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 153.º
- i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

SECÇÃO IV

Proveitos do comercializador regulado

ARTIGO 82.º

Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{CEE}_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{Cf}_{CVEE,t}^{CR} - \Delta R_{CVEE,t-1}^{CR} - \Delta R_{CVEE,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{CVEE,t}^{CR} \quad (38)$$

em que:

- $\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
- $\tilde{CEE}_{CVEE,t}^{CR}$ Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
- $\tilde{Cf}_{CVEE,t}^{CR}$ Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t
- $\Delta R_{CVEE,t-1}^{CR}$ Valor previsto 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 (41)
- $\Delta R_{CVEE,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da 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 $(\tilde{C}EE_{C_{VEE,t}}^{CR})$ previstos na expressão (38) são dados por:

$$\tilde{C}EE_{C_{VEE,t}}^{CR} = \tilde{C}B_{C_{VEE,t}}^{CR} + \tilde{M}O_{C_{VEE,t}}^{CR} \quad (39)$$

em que:

$\tilde{C}B_{C_{VEE,t}}^{CR}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais do comercializador regulado, aceite pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{M}O_{C_{VEE,t}}^{CR}$	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados pelo comercializador regulado, previsto para o ano t .

3 — Os custos $(\tilde{C}f_{C_{VEE,t}}^{CR})$ previstos na expressão (38) são dados por:

$$\tilde{C}f_{C_{VEE,t}}^{CR} = \tilde{C}_{C_{VEE,t}} + \tilde{A}m_{C_{VEE,t}} + \tilde{A}ct_{C_{VEE,t}} \times \frac{r_{C_{VEE,t}}^{CR}}{100} \quad (40)$$

em que:

$\tilde{C}_{C_{VEE,t}}$	Custos de exploração afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, 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 aceites pela ERSE, previstas 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 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 $(\Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR})$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR} = (\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR} - \tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (41)$$

em que:

$\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR}$	Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{CR}$	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)
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento $(\Delta\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC})$ não se aplica no primeiro ano de vigência deste Regulamento.

5 — O ajustamento $(\Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{CR})$ previsto na expressão (38) é dado por:

$$\Delta R_{C_{VEE,t-2}}^{CR} = \left[Rf_{E,t-2}^{CR} - (R_{C_{VEE,t-2}}^{CR} - UP_{C_{VEE,t-2}}^{CR}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta R_{C_{VEE,prov}}^{CR} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (42)$$

em que:

$Rf_{E,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-2$
$R_{C_{VEE,t-2}}^{CR}$	Proveitos permitidos ao comercializador regulado através da tarifa de Energia no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (38), com base nos custos efectivos com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados e através de contratos bilaterais e dos custos de funcionamento da actividade, em $t-2$
$UP_{C_{VEE,t-2}}^{CR}$	Proveitos decorrentes de recuperação de dívidas de clientes anteriores a 1999, em $t-2$, cujos montantes se encontravam provisionados
$\Delta R_{C_{VEE,prov}}^{AC}$	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 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, nos n.ºs 2 a 5 do artigo 79.º e da parcela *DFE* referida no n.º 2 do artigo 75.º, assegurando-se a inexistência de subsídio cruzada entre fornecimentos em NT e fornecimentos em BT mediante a aplicação das disposições do n.º 2 do artigo 95.º, todos do anterior Regulamento Tarifário.

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 regulado.

7 — O desvio $(\Delta TVCF_{CVEE,t}^{CR})$ é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{CVEE,t}^{CR} = \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (43)$$

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 137.º

Δ_{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 137.º

Nos dois primeiros anos de implementação do Regulamento Tarifário, estas variáveis são calculadas de acordo com o artigo 108.º do anterior Regulamento Tarifário.

ARTIGO 83.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:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t}^{CR} - UP_{CVATD,t-2}^{CR} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right)^2 \quad (44)$$

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 aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado, no ano t

$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado, 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 regulado, 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 regulado, 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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

ARTIGO 84.º

Proveitos da actividade de Comercialização

1 — Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left(\tilde{Act}_{C,j,t} \times \frac{r_{C,t}}{100} + \tilde{Am}_{C,j,t} + \tilde{C}_{C,j,t} + \tilde{PAR}_{C,j,t} - \tilde{S}_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right) \quad (45)$$

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 (45) é dado por:

$$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR} = \left[R_{C,j,t-2}^{CR} - \tilde{R}_{C,j,t-2}^{CR} + UP_{C,j,t-2}^{CR} - \Delta PAR_{C,j,t-2}^{CR} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (46)$$

em que:

$R_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado, 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 regulado 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 20 -do Artigo 157.º
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

SECÇÃO V

Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

ARTIGO 85.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:

$$\tilde{R}_t^{AGS} = \tilde{C}_{SPA,t}^{AGS} + \tilde{C}_{SIA,t}^{AGS} + \tilde{Am}_t^{AGS} + \tilde{Act}_t^{AGS} \times \frac{r_t^{AGS}}{100} + \tilde{C}_t^{AGS} + \tilde{F}_t^{AGS} - \tilde{S}_t^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{AGS} \quad (47)$$

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
$\tilde{C}_{SIA,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t
\tilde{Am}_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{Act}_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
ΔR_{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 86.º.

6 — O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{AGS}\right)$ previsto na expressão (47) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{AGS} = \left(R_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{AGS} + GA_{t-2}^{AGS} + \Delta_{t-2}^{TVCFA} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (48)$$

em que:

R_{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 89.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 $t-2$
Δ_{t-2}^{TVCFA}	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 141.º
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 86.º

Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

1 — 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:

$$\tilde{F}_t^{AGS} = \sum_k \left\{ \left[a \times \tilde{F}380u_t^A + (1-a) \times \tilde{G}u_t^A \right] \times \tilde{Q}f_{k,t}^A + \tilde{C}_{k,t}^A \right\} \quad (49)$$

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:

$$\tilde{F}380u_t^A = \text{Min} \left[\left(\frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}u_t^c + \left(1 - \frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}380u_{t-1}^A; \tilde{F}380u_{E_t}^A \right] \quad (50)$$

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 87.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:

$$\tilde{R}_t^{A^D} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{A^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{A^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{A^D} \times \frac{r_t^{A^D}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{A^D} - \tilde{S}_{j,t}^{A^D} - \Delta R_{j,t-2}^{A^D} \right) \quad (51)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão j , previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{j,t}^{A^D}$	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
$\tilde{A}ct_{j,t}^{A^D}$	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
$r_t^{A^D}$	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
$\tilde{C}_{j,t}^{A^D}$	Custos de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t
$\tilde{S}_{j,t}^{A^D}$	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
$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$	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, 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 ($\tilde{C}_{j,t}^{A^D}$) incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$) previsto na expressão (51) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{A^D} + SA_{j,t-2}^{A^D} + SRAA_{j,t-2}^{A^D} - Amb_{j,t-2}^{A^D} - R_{j,t-2}^{A^D} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (52)$$

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 89.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 (51), com base em valores verificados em $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 88.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:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AC} = \sum_j \left(\tilde{Am}_{j,t}^{AC} + \tilde{Act}_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{AC} - \tilde{S}_{j,t}^{AC} - \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (53)$$

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
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	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 (53) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left(Rr_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^C + SRAA_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{AC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (54)$$

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 $t-2$
$SA_{j,t-2}^C$	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, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 89.º
$SRAA_{j,t-2}^C$	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 $t-2$, 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 (53), com base em valores verificados em $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 89.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

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:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (55)$$

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 .

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:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \quad (56)$$

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 (47) do Artigo 85.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:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AD} - \tilde{R}_{D,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^D \right) \quad (57)$$

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 (51) do Artigo 87.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:

$$\tilde{S}A_t^C = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AC} - \tilde{R}_{C,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^C \right) \quad (58)$$

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 (53) do Artigo 88.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
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	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 90.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:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AA_{Pol,t} - \frac{\Delta VSEPA_{Tri,t}}{3} \quad (59)$$

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
$\Delta VSEPA_{Tri,t}$	Ajuste trimestral da tarifa de Energia a pagar ou a receber pelos clientes da RAA, no ano t .

SECÇÃO VI

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

ARTIGO 91.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:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{MAGS} &= \tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS} + \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} + \tilde{A}m_t^{MAGS} + \tilde{A}ct_t^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} + \tilde{C}_t^{MAGS} + \tilde{F}_t^{MAGS} \\ &- \tilde{S}_t^{MAGS} - \Delta R_{t-2}^{MAGS} \end{aligned} \quad (60)$$

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 participados, 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 participações, 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
ΔR_{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 92.º.

6 — O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{MAGS}\right)$ previsto na expressão (60) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{MAGS} = \left(R_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{MAGS} + GA_{t-2}^{MAGS} + \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (61)$$

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 95.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}^{MAGS}	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (60), com base em valores verificados em $t-2$
GA_{t-2}^{MAGS}	Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$
Δ_{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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 92.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:

$$\tilde{F}_t^{MAGS} = \text{Min} \left\{ \left[\frac{t}{6} \times \tilde{F}u_t^c + \left(1 - \frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}u_{t-1}^M \right]; \tilde{F}u_{Et} \right\} \times Qf_t^M + C_t^M \quad (62)$$

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 $t=1, \dots, n$
$\tilde{F}u_t^c$	Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica em Portugal continental, previsto para o ano t , custeado até ao porto, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada

$\tilde{F}u_{t-1}^M$	Custo unitário do fuelóleo adquirido para produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema estimado em $t-1$, para o ano $t-1$, custeado até ao porto, excluindo os custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada
$\tilde{F}u_{Et}^M$	Custo unitário do fuelóleo adquirido para produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previsto pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para o ano t , custeado até ao porto, excluindo custos com a descarga e o transporte, em Euros por tonelada
\tilde{Q}_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 93.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:

$$\tilde{R}_t^{M^D} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{M^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{M^D} \times \frac{r_t^{M^D}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{M^D} - \tilde{S}_{j,t}^{M^D} - \Delta R_{j,t-2}^{M^D} \right) \quad (63)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão j , previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{j,t}^{M^D}$	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
$\tilde{A}ct_{j,t}^{M^D}$	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
$r_t^{M^D}$	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
$\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$	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
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	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 (63) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^D + SRAM_{j,t-2}^D - Amb_{j,t-2}^{M^D} - R_{j,t-2}^{M^D} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (64)$$

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 95.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 (63), com base em valores verificados em $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 94.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:

$$\tilde{R}_t^{M^C} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^C} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{M^C} + \tilde{A}ct_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_t^{M^C}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{M^C} - \tilde{S}_{j,t}^{M^C} - \Delta R_{j,t-2}^{M^C} \right) \quad (65)$$

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
$\tilde{A}m_{j,t}^{M^C}$	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
$\tilde{A}ct_{j,t}^{M^C}$	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
$\tilde{S}_{j,t}^{M^C}$	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
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	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 $\left(\tilde{C}_{j,t}^{M^C} \right)$ incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 — O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^C} \right)$ previsto na expressão (65) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^C} = \left(R_{j,t-2}^{M^C} + SM_{j,t-2}^C + SRAM_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{M^C} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (66)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{M^C}$	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 95.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 (65), com base em valores verificados em $t-2$

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 95.º

Custo com a convergência tarifária na RAM

1 — 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:

$$\tilde{RAM}_{Pol,t} = \tilde{SM}_t^{AGS} + \tilde{SM}_t^D + \tilde{SM}_t^C \quad (67)$$

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 .

2 — O sobrecusto (\tilde{SM}_t^{AGS}), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{MAGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^M - \tilde{SRAM}_t^{AGS} \quad (68)$$

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 (60) do Artigo 91.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

\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:

$$\tilde{SM}_t^D = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{MD} - \tilde{R}_{D,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^D \right) \quad (69)$$

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 (63) do Artigo 93.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}_t^C), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^C = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{MC} - \tilde{R}_{C,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^C \right) \quad (70)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^C$	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
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	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 (65) do Artigo 94.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
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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 96.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 ($\tilde{R}AM_{Pol,t}$), 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:

$$\tilde{R}AM_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AM_{Pol,t} - \frac{\Delta VSEPM_{tri,t}}{3} \quad (71)$$

em que:

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	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
$\Delta VSEPM_{tri,t}$	Ajuste trimestral da tarifa de Energia a pagar ou a receber pelos clientes da RAM, no ano t .

SECÇÃO VII

Incentivo à promoção do desempenho ambiental

ARTIGO 97.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 98.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 99.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 102.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 100.º

Apresentação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

1 — A apresentação do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é condição necessária para a aceitação de custos previstos no Artigo 76.º, no Artigo 80.º, no Artigo 87.º e no Artigo 93.º.

2 — Podem apresentar Planos de Promoção do Desempenho Ambiental as seguintes entidades:

- Operador da rede de transporte em Portugal continental.
- Operador da rede de distribuição em MT e AT, em Portugal continental.
- Concessionária do transporte e distribuição da RAA.
- 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 101.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 102.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:
- Descrição detalhada das acções desenvolvidas, comparando com os indicadores de realização e objectivos previstos no Plano.
 - Custos com as acções desenvolvidas, discriminados por nível de tensão, comparando com os custos orçamentados.
 - Valores obtidos para indicadores de eficiência, designadamente os previstos no Plano.
 - Descrição detalhada dos benefícios ambientais alcançados com cada acção.
 - 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 103.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 76.º, no Artigo 80.º, no Artigo 87.º e no Artigo 93.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 104.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 76.º, no Artigo 80.º, no Artigo 87.º e no Artigo 93.º.

ARTIGO 105.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 106.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:
- Justificação para a reafecção solicitada.
 - Reorçamentação para os anos que ainda estejam por executar.

ARTIGO 107.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 108.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 80.º.

ARTIGO 109.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:

$$PP_{URD,j,t-2} = V_{p,t-2} \times (P_{t-2}^* - P_{t-2}) \times E_{t-2}^D \times \alpha_j \quad (72)$$

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	Energia eléctrica entregue por nível de tensão pelas redes de distribuição no ano $t-2$, em kWh
α_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 110.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 111.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 153.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 112.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 80.º.

ARTIGO 113.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 $END_{t-2} < END_{REF,t-2} - \Delta V$:

$$RQS_{URD,t-2} = \text{Min}\{RQS_{\text{max } t-2}, [(END_{REF,t-2} - \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (73)$$

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

$$RQS_{URD,t-2} = 0 \quad (74)$$

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

$$RQS_{URD,t-2} = \text{Max}\{RQS_{\text{min } t-2}, [(END_{REF,t-2} + \Delta V) - END_{t-2}] \times VEND_{t-2}\} \quad (75)$$

em que:

$RQS_{URD,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT, no ano $t-2$
$RQS_{\text{max } t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$
$RQS_{\text{min } t-2}$	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:

$$END = ED \times TIEPI / T \quad (76)$$

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 $RQS_{\max\ t-2}$, $RQS_{\min\ t-2}$, $END_{REF\ t-2}$, ΔV_{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 114.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 115.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 — O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo destina-se a um período de regulação.

ARTIGO 116.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:

- a) Comercializadores.
- b) Agentes Externos.
- c) Operadores de redes.

ARTIGO 117.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:

- a) Definir o montante máximo a atribuir ao conjunto de medidas, tendo em consideração os objectivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.
- b) Definir a metodologia de ordenação e selecção das medidas candidatas.
- c) Definir a metodologia de cálculo do custo-eficácia de cada medida.
- d) Estabelecer os procedimentos de auditoria e verificação do cumprimento dos objectivos estabelecidos no Plano.
- e) Definir a informação a prestar no âmbito da candidatura.

ARTIGO 118.º

Apresentação e aprovação de candidaturas

1 — As entidades referidas no n.º 2 do Artigo 116.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 119.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 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 120.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

Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT

ARTIGO 121.º

Limitação dos acréscimos em BT

1 — O valor global resultante da aplicação das tarifas e preços a clientes finais em BT não pode, de acordo com o estabelecido no n.º 4 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, em cada ano, ter aumentos superiores à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para esse ano.

2 — O valor dos custos não repercutidos nas tarifas de BT pode, de acordo com o estabelecido no n.º 5 do Artigo 4.º do diploma referido no número anterior, ser recuperado nas tarifas dos anos seguintes, num máximo de cinco.

ARTIGO 122.º

Mecanismo de limitação

1 — A verificação da limitação, estabelecida no n.º 1 do artigo anterior, é feita comparando a evolução média das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT em cada ano com a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado desse ano.

2 — A evolução média das tarifas referida no número anterior, relevante para a comparação, é dada por:

$$\delta_{BT} = \frac{\sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t}} \times Q_{x_{iBT,t}}}{\sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t-1}} \times Q_{x_{iBT,t}}} \quad (77)$$

com:

i Opção tarifária i
 x Termo tarifário x , da opção tarifária i

em que:

δ_{BT} Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT
 $T_{x_{iBT,t}}$ Preço do termo tarifário x , da opção tarifária i das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, no ano t
 $T_{x_{iBT,t-1}}$ Preço do termo tarifário x , da opção tarifária i das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, no ano $t-1$
 $Q_{x_{iBT,t}}$ Quantidade do termo tarifário x , da opção tarifária i das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, no ano t .

3 — Caso o valor (δ_{BT}) exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, então os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado no ano t ($R_{CVEE_{BT,t}}^{CR}$) são dados por:

$$R_{CVEE_{BT,t}}^{CR} = \sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t}}^E \times Q_{x_{iBT,t}} - \left(\sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t}} \times Q_{x_{iBT,t}} - \sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t-1}} \times Q_{x_{iBT,t}} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right) \quad (78)$$

em que:

$R_{CVEE_{BT,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado, no ano t
 $T_{x_{iBT,t}}^E$ Preço do termo tarifário x da tarifa de Energia, da opção tarifária i de BT, no ano t .

4 — O valor dos custos (C_t) não repercutidos nas tarifas do ano t é dado por:

$$C_t = \sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t}} \times Q_{x_{iBT,t}} - \sum_i \sum_x T_{x_{iBT,t-1}} \times Q_{x_{iBT,t}} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (79)$$

Este valor é acrescido ao valor acumulado, no final do ano $t-1$, dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores (Ca_{t-1}), sendo aplicadas as correspondentes taxas de juro:

$$Ca_t = Ca_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) + C_t \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}} \quad (80)$$

em que:

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 — Caso o valor (δ_{BT}) não exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado e o valor acumulado no ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores seja nulo, isto é, se

$$\delta_{BT} \leq \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad \text{e} \quad Ca_{t-1} = 0, \quad (81)$$

então os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado no ano t não se alteram.

6 — Caso o valor (δ_{BT}) não exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado e o valor acumulado no ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores seja positivo, isto é, se

$$\delta_{BT} \leq \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad \text{e} \quad Ca_{t-1} > 0, \quad (82)$$

há que calcular o valor dos proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado ($R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR}$) que permitiria anular (Ca_{t-1}):

$$R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR} = Ca_{t-1} \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}} + \sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t}}^E \times Qx_{i_{BT,t}} \quad (83)$$

7 — Se o valor dos proveitos a recuperar pela aplicação da nova tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado ($R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR}$) satisfizer a limitação referida no n.º 1 do Artigo 121.º, deve ser este o valor dos proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado, então

$$R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR} = R_{CVVEE_{BT,t-1}}^{CR} \quad (84)$$

e, neste caso,

$$Ca_t = 0 \quad (85)$$

8 — Se o valor dos proveitos a recuperar pela aplicação da nova tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado ($R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR}$) não satisfizer a limitação referida no n.º 1 do Artigo 121.º, então o valor dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes em BT do comercializador regulado é dado por:

$$R_{CVVEE_{BT,t}}^{CR} = \sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t}}^E \times Qx_{i_{BT,t}} + \sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t-1}} \times Qx_{i_{BT,t}} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} - \sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t}} \times Qx_{i_{BT,t}} \quad (86)$$

e ao valor acumulado no final do ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores (Ca_{t-1}) é deduzido o montante recuperado no ano t :

$$Ca_t = Ca_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \left(\sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t-1}} \times Qx_{i_{BT,t}} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} - \sum_i \sum_x Tx_{i_{BT,t}} \times Qx_{i_{BT,t}} \right) \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}} \quad (87)$$

ARTIGO 123.º

Regime excepcional

1 — Caso se verifique que não é possível a recuperação do valor acumulado dos custos não repercutidos nas tarifas de BT no prazo de cinco anos, a ERSE informa o Ministro da Economia, com vista à aplicação do disposto no n.º 7 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

2 — Na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira a definição da aplicação do disposto no n.º 7 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, é da competência do membro do Governo Regional que exerça a tutela no sector energético.

CAPÍTULO V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

SECÇÃO I

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

ARTIGO 124.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 — A tarifa de Energia é estabelecida por forma a proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado, previstos no Artigo 82.º.

2 — Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a proporcionar os proveitos $\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^E + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^E \quad (88)$$

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 :

$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado, 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
γ_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:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (89)$$

em que:

γ_{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 125.º.

3 — As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias activas fornecidas a clientes do comercializador regulado 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 regulados 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.

7 — Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador regulado aos seus fornecimentos são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

8 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior são calculados de acordo com o estabelecido no Artigo 126.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

ARTIGO 125.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:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \quad (90)$$

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 regulado no período horário h
k^E	Factor a aplicar aos preços marginais da energia

ARTIGO 126.º

Metodologia de cálculo dos ajustamentos trimestrais da tarifa de Energia

1 — Os preços da energia activa da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador regulado aos seus fornecedores são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

2 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior são calculados de acordo com o presente artigo, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

3 — Os ajustamentos trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta TWh_{tri,t}^E = \alpha \times \Delta TW_{tri} \times TWh_{tri,t}^E \quad (91)$$

em que:

$$\alpha = \frac{\tilde{M}O_{CAE,t}^{CR}}{\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}} \quad (92)$$

$$\Delta TW_{tri} = \frac{TW_{tri-2} - \tilde{T}W_{tri-2}}{\tilde{T}W_{tri-2}} \quad (93)$$

e:

$$TW_{tri-2} = \frac{MO_{CAE,tri-2}^{CR}}{WCAE_{MO,tri-2}} \quad (94)$$

$$\tilde{T}W_{tri-2} = \frac{\tilde{M}O_{CAE,tri-2}^{CR}}{\tilde{W}CAE_{MO,tri-2}} \quad (95)$$

com:

h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
tri	Período trimestral no ano t

em que:

$\Delta TWh_{tri,t}^E$	Ajuste ao preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário h , no trimestre tri , no ano t
$TWh_{tri,t}^E$	Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário h , no trimestre tri , no ano t
ΔTW_{tri}	Desvio trimestral do preço de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativo aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, no trimestre tri , em valores por unidade
α	Relação entre os custos de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativos aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor e os proventos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado, no ano t
$\tilde{M}O_{CAE,t}^{CR}$	Custo de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativo aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, do comercializador regulado, previsto para o ano t
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$	Proventos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado, previstos para o ano t
ΔTW_{tri-2}	Desvio trimestral do preço de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativo aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor no trimestre $tri-2$, em valores por unidade
TW_{tri-2}	Preço médio da energia eléctrica adquirida nos mercados organizados pelo comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor no trimestre $tri-2$
$\tilde{T}W_{tri-2}$	Preço médio da energia eléctrica adquirida nos mercados organizados pelo comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor no trimestre $tri-2$
$MO_{CAE,tri-2}^{CR}$	Custo de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativo aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, do comercializador regulado, no trimestre $tri-2$
$WCAE_{MO,tri-2}$	Energia activa relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor adquirida no âmbito dos mercados organizados pelo comercializador regulado, no trimestre $tri-2$

- $\tilde{M}O_{CAE}^{CR}$ $tri-2$ Custo de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativo aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, do comercializador regulado, previsto para o trimestre *tri-2*
- $\tilde{W}CAE_{MO}$ $tri-2$ Energia activa relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor adquirida no âmbito dos mercados organizados pelo comercializador regulado, prevista para o trimestre *tri-2*.

4 — Os ajustamentos trimestrais dos preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos do comercializador regulado são os que resultam da conversão dos preços calculados no número anterior, 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 5.

5 — Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

SECÇÃO II

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema

ARTIGO 127.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 128.º.

2 — Os preços das parcelas I e II 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:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (96)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (97)$$

com:

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

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 (8) do Artigo 73.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$ Custo 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 (10) do Artigo 74.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

Wh_t Energia activa entregue no período horário h , prevista para o ano t

repercutindo, na estrutura dos preços de energia da parcela I da tarifa de Uso Global de Sistema, a estrutura dos preços marginais dos serviços de sistema, por aplicação de um factor de escala aditivo através da seguinte expressão:

$$TWh_t^{UGS1} = A_t^{UGS1} + PmgWh^s \quad (98)$$

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 .

3 — Todas as entregas estabelecidas no número anterior devem ser referidas à saída da RNT.

ARTIGO 128.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 129.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i Pc_{i,n,m} \times TPC_t^{UGS2} \quad (99)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = \text{MAT}, \text{AT}, \text{MT}$ 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 regulados, 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 129.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 e II 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 78.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{UGS1,t}^D = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS1} \end{aligned} \quad (100)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}W_{UGS2,t}^D = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS2} + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS2} \end{aligned} \quad (101)$$

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = \sum_m \sum_k PC_{k,m,t} \times TPC_t^{UGS2} \quad (102)$$

com:

- m Nível de tensão m ($m = \text{MAT}, \text{AT}, \text{MT}$ e BT)
 n Nível de tensão n ($n = \text{AT}, \text{MT}$ e BT)
 i Opções tarifárias i do nível de tensão n
 k Opções tarifárias k do nível de tensão o
 h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio}$)
 j Nível de tensão j ($j = \text{AT}, \text{MT}$ e BT com $j^3 n$)

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 t
 $\tilde{R}W_{UGS2,t}^D$ 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 do preço da potência contratada da parcela II 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
 $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i , prevista 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 regulado, 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, no ano t
 TPC_t^{UGS2} Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
 γ_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 (89).

repercutindo, na estrutura dos preços de energia da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a estrutura dos preços marginais de serviços de sistema, nos termos do estabelecido no Artigo 127.º.

3 — 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 .

4 — 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.

SECÇÃO III

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

ARTIGO 130.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 76.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \left(\sum_n P_{c_{n,t}} \times TPC_{n,t}^{URT} + P_{p_{n,t}} \times TPP_{n,t}^{URT} + \sum_h W_{h_{n,t}} \times TWh_{n,t}^{URT} + W_{rf_{n,t}} \times TWrf_{n,t}^{URT} + W_{rr_{n,t}} \times TWrr_{n,t}^{URT} \right) \quad (103)$$

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
 $P_{c_{n,t}}, P_{p_{n,t}}$ 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
 $W_{h_{n,t}}$ Energia activa no período horário h das entregas no nível de tensão n , previstas para o ano t
 $W_{rf_{n,t}}$ 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
 $W_{rr_{n,t}}$ 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:

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{c_{AT}}^{URT} \quad (104)$$

$$TPP_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{p_{AT}}^{URT} \quad (105)$$

em que:

- $Ci P_{c_{AT}}^{URT}$ 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 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 131.º.

2 — Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (106)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (107)$$

em que:

γ_{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 131.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 Artigo 79.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & PC_{MAT,t} \times TPC_{MAT,t}^{URT} + Pp_{MAT,t} \times TPP_{MAT,t}^{URT} + \sum_h Wh_{MAT,t} \times TWh_{MAT,t}^{URT} + \\ & + Wrf_{MAT,t} \times TWrf_{MAT,t}^{URT} + Wrr_{MAT,t} \times TWrr_{MAT,t}^{URT} + \\ & + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPp_{AT,t}^{URT} + TPC_{AT,t}^{URT}) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URT} \end{aligned} \quad (108)$$

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 regulado, 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

γ_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 regulado, 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
γ_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 (89).

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:

$$TPC_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{MAT}}^{URT} \quad (109)$$

$$TPP_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{P_{MAT}}^{URT} \quad (110)$$

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{AT}}^{URT} \quad (111)$$

$$TPP_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{P_{AT}}^{URT} \quad (112)$$

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:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (113)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (114)$$

em que:

γ_{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 132.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 80.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} + \tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} \quad (115)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} = \tilde{R}_{URDAT,t} + \tilde{R}_{URDMT,t} \quad (116)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} = \tilde{R}_{URDBT,t} \quad (117)$$

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

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDAT,t} = & \sum_i \left(P_{c_{iAT,t}} \times TPC_{AT,t}^{URD} + P_{p_{iAT,t}} \times TPP_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iAT,t} \times TWrf_{AT,t}^{URD} + Wrr_{iAT,t} \times TWrr_{AT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_n \sum_i P_{p_{in,t}} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p \right) \times \left(TPC_{AT,t}^{URD} + TPP_{AT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h \right) \times TWh_{AT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (118)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDMT,t} = & \sum_i \left(P_{c_{iMT,t}} \times TPC_{MT,t}^{URD} + P_{p_{iMT,t}} \times TPP_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iMT,t} \times TWrf_{MT,t}^{URD} + Wrr_{iMT,t} \times TWrr_{MT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_i P_{p_{iBT,t}} \times \left(1 + \gamma_{BT}^p \right) \times \left(TPC_{MT,t}^{URD} + TPP_{MT,t}^{URD} \right) + \\ & + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{iBT,t} \times \left(1 + \gamma_{BT}^h \right) \times TWh_{MT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (119)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDBT,t} = & \sum_i \left(P_{c_{iBT,t}} \times TPC_{BT,t}^{URD} + P_{p_{iBT,t}} \times TPP_{BT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + \right. \\ & \left. + Wrf_{iBT,t} \times TWrf_{BT,t}^{URD} + Wrr_{iBT,t} \times TWrr_{BT,t}^{URD} \right) \end{aligned} \quad (120)$$

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 $j \leq n$)
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

$P_{C_{i,m,t}}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$P_{P_{i,m,t}}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$W_{h_{i,m,t}}$	Energia activa das entregas no período horário h a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$W_{r_{i,m,t}}$	Energia reactiva fornecida das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$W_{r_{i,m,t}}$	Energia reactiva recebida das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador regulado, 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:

$$TPC_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci P_{C_n}^{URD} \quad (121)$$

$$TPP_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci P_{P_n}^{URD} \quad (122)$$

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
$Ci P_{P_n}^{URD}$	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:

$$TPC_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_{C_{BT}}^{URD} \quad (123)$$

$$TPP_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_{P_{BT}}^{URD} \quad (124)$$

em que:

$Ci P_{C_{BT}}^{URD}$	Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT
$Ci P_{P_{BT}}^{URD}$	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:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^h \times TWh_t \quad (125)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^h \times TWh_t \quad (126)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^h \times TWh_t \quad (127)$$

em que:

γ_{AT}^h	Factor de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h
γ_{MT}^h	Factor de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h
γ_{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 133.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 — 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 proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição em Portugal continental na actividade de Comercialização de Redes, definidos no Artigo 81.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CredesNT,t}^D = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^{Credes} \quad (128)$$

$$\tilde{R}_{CredesBTE,t}^D = \sum_i NC_{iBTE,t} \times TF_{BTE,t}^{Credes} \quad (129)$$

$$\tilde{R}_{CredesBTN,t}^D = \sum_i NC_{iBTN,t} \times TF_{BTN,t}^{Credes} \quad (130)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = MAT, AT$ e MT)
 i Opções tarifárias i do nível de tensão n , ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

- $\tilde{R}_{CredesNT,t}^D$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, previstos para o ano t
 $\tilde{R}_{CredesBTE,t}^D$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em BTE, previstos para o ano t
 $\tilde{R}_{CredesBTN,t}^D$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em BTN, previstos para o ano t
 $TF_{NT,t}^{Credes}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, no ano t
 $TF_{BTE,t}^{Credes}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTE, no ano t
 $TF_{BTN,t}^{Credes}$ 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 regulado, da opção tarifária i , previsto para o ano t
 $NC_{iBTE,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês em BTE e, no caso de clientes do comercializador regulado, da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
 $NC_{iBTN,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês em BTN e, no caso de clientes do comercializador regulado, 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 134.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização a aplicar pelos comercializadores regulados

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 regulado na actividade de Comercialização, definidos no Artigo 84.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CNT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^C \quad (131)$$

$$\tilde{R}_{CBTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{iBTE,t} \times TF_{BTE,t}^C \quad (132)$$

$$\tilde{R}_{C_{BTN,t}}^{CR} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF_{BTN,t}^C \quad (133)$$

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 regulado em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i , previsto para o ano t
 $NC_{i_{BTE,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador regulado em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
 $NC_{i_{BTN,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador regulado 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 regulado em cada nível de tensão e opção tarifária.

SECÇÃO VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Regulados

ARTIGO 135.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 regulado, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,t}^{CR} \quad (134)$$

em que:

- \tilde{R}_t^{TVCF} Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano t
 $\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Energia, no ano t
 $\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
 $\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t
 $\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
 $\tilde{R}_{Credes,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano t
 $\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCF} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCF} + \sum_h Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCF} \right) \end{aligned} \quad (135)$$

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 regulado, 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 regulados: 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.

5 — Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

6 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior coincidem com os ajustamentos trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia estabelecidos no Artigo 126.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

7 — As tarifas de Venda a Clientes Finais em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção XI do Capítulo IV, por forma a limitar os aumentos de preços à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para cada ano.

ARTIGO 136.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 regulados nos termos do n.º 3 do Artigo 135.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

$$\delta = \frac{\tilde{R}_t^{TVCF}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1} \times Q x_{i,n,t}} \quad (136)$$

e

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t} \times Qx_{i,n,t} \quad (137)$$

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:

- δ Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais
 \tilde{R}_t^{TVCF} Proveitos a recuperar pelo comercializador regulado 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

$$\delta_{i,n}^a = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}}{\sum_x Tx_{i,n,t-1} \times Qx_{i,n,t}} \quad (138)$$

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:

$$\delta_{i,n} = \text{Min} \left[\delta_{i,n}^a ; \Theta_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^a \geq \delta \quad (139)$$

$$\delta_{i,n} = \delta - kd \times (\delta - \delta_{i,n}^a) \text{ se } \delta_{i,n}^a < \delta \quad (140)$$

onde kd é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 135.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:

$$\delta x_{i,n}^a = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}} \quad (141)$$

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:

$$Tx_{i,n,t} = \delta x_{i,n} \times Tx_{i,n,t-1} \quad (142)$$

com:

$$\delta x_{i,n} = \text{Min} \left[\delta x_{i,n}^a ; \Theta x_{i,n} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^a \geq \delta_{i,n} \quad (143)$$

$$\delta x_{i,n} = \delta_{i,n} - kd_i \times (\delta_{i,n} - \delta x_{i,n}^a) \text{ se } \delta x_{i,n}^a < \delta_{i,n} \quad (144)$$

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
$\Theta x_{i,n}$	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 137.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 — A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais 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 aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador regulado, através do estabelecido no presente artigo.

2 — Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado no ano t e previstos no Artigo 82.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} = \left[\tilde{R}_{t-1}^{TVCF} - (\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{Credes,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{C,t-1}^{CR}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (145)$$

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 regulado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{URT,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador regulado 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 regulado 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 regulado por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{C,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador regulado 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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{ \tilde{R}_{t-2}^{TVCF} - (R_{CVEE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{Credes,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR}) \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta_{prov}^{TVCF} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (146)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$, a incorporar nos proveitos do ano t
\tilde{R}_{t-2}^{TVCF}	Proveitos facturados pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano $t-2$
$R_{CVEE,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-2$
$R_{UGS,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$

$R_{URT,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$
$R_{URD,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
$R_{Credes,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano $t-2$
$R_{C,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador regulado por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano $t-2$
Δ_{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 do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

ARTIGO 138.º

Mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da convergência do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1 — A convergência do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deve ser concretizada por forma a que o acréscimo de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Regulados seja limitado à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para esse ano.

2 — Nestes termos, caso o valor de d estabelecido no Artigo 136.º seja superior à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (147)$$

então os custos com a convergência do tarifário das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são limitados no ano t por forma a garantir um novo valor de d igual à evolução do índice de preços implícito no consumo privado.

SECÇÃO VIII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

ARTIGO 139.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:

$$\tilde{R}_t^{TVCF A} = \tilde{R}_{AGS,t}^A + \tilde{R}_{D,t}^A + \tilde{R}_{C,t}^A + SRAA_t \quad (148)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF A}$	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 140.º e no Artigo 142.º.

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF A} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF A} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCF A} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCF A} + \right. \\ & \left. + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF A} + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCF A} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF A} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPc_{i,BTN,t}^{TVCF A} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF A} \right) \end{aligned} \quad (149)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MT e BTE}$)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
h	Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias e vazio}$)
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
$TWh_{i,n,t}^{TVCFA}$	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
$TPc_{i,n,t}^{TVCFA}$	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
$TPp_{i,n,t}^{TVCFA}$	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
$TF_{n,t}^{TVCFA}$	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
$TWrf_{i,n,t}^{TVCFA}$	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
$TWrr_{i,n,t}^{TVCFA}$	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
$TPc_{i,BTN,t}^{TVCFA}$	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
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFA}$	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.

5 — Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

6 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior coincidem com os ajustamentos trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia estabelecidos no Artigo 126.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

7 — Às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos definido no Artigo 142.º.

ARTIGO 140.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

$$\delta^A = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1}^A \times Q x_{i,n,t}^A} \quad (150)$$

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:

- δ^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 139.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

$$\delta^{cA} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \quad (151)$$

em que:

- δ^{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

$$\delta_{i,n}^{aA} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \quad (152)$$

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 139.º

$$\delta_{i,n}^{cA} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^A}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^A \times Qx_{i,n,t}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{cA}} \quad (153)$$

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:

$$\delta_{i,n}^A = \text{Min} \left[\delta_{i,n}^{cA} ; \Theta_{i,n}^A \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^{cA} \geq \delta^A \quad (154)$$

$$\delta_{i,n}^A = \delta^A - kd^A \times (\delta^A - \delta_{i,n}^{cA}) \text{ se } \delta_{i,n}^{cA} < \delta^A \quad (155)$$

onde kd^A é determinado por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 139.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:

$$\delta x_{i,n}^{aA} = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^A} \times \frac{\delta_{i,n}^A}{\delta_{i,n}^{aA}} \quad (156)$$

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:

$$Tx_{i,n,t}^A = \delta x_{i,n}^A \times Tx_{i,n,t-1}^A \quad (157)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^A = \text{Min} \left[\delta x_{i,n}^{aA}; \Theta_{i,n}^A \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^{aA} \geq \delta_{i,n}^A \quad (158)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_{i,n}^A - kd_i^A \times (\delta_{i,n}^A - \delta x_{i,n}^{aA}) \text{ se } \delta x_{i,n}^{aA} < \delta_{i,n}^A \quad (159)$$

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
$\Theta_{i,n}^A$	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 141.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 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 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:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = R_{t-2}^{TVCFA} - (R_{AGS,t-2}^A + R_{D,t-2}^A + R_{C,t-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (160)$$

em que:

Δ_{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 $t-2$.

ARTIGO 142.º

Mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 — O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental estabelecido no Artigo 138.º.

2 — Os custos com a convergência do tarifário da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, são determinados anualmente, por forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a um valor a estabelecer pela ERSE.

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:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{D,t}^M + \tilde{R}_{C,t}^M + SRAM_t \quad (161)$$

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 no Artigo 146.º.

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & \left. + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCFM} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & + \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} \right) \end{aligned} \quad (162)$$

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.

5 — Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são ajustados trimestralmente desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE.

6 — Os ajustamentos trimestrais referidos no número anterior coincidem com os ajustamentos trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia estabelecidos no Artigo 126.º, por forma a repercutir nos consumidores os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado nos mercados organizados nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

7 — As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 146.º.

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

$$\delta^M = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1}^M \times Q x_{i,n,t}^M} \quad (163)$$

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:

δ^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

$$\delta^{cM} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \quad (164)$$

em que:

δ^{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

$$\delta_{i,n}^{aM} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^a \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \quad (165)$$

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.

$$\delta_{i,n}^{cM} = \frac{\sum_x Tx_{i,n,t}^c \times Qx_{i,n,t}^M}{\sum_x Tx_{i,n,t-1}^M \times Qx_{i,n,t}^M} \times \frac{\delta^M}{\delta^{cM}} \quad (166)$$

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:

$$\delta_{i,n}^M = \text{Min} \left[\delta_{i,n}^{cM} ; \Theta_{i,n}^M \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta_{i,n}^{cM} \geq \delta^M \quad (167)$$

$$\delta_{i,n}^M = \delta^M - kd^M \times (\delta^M - \delta_{i,n}^c) \text{ se } \delta_{i,n}^c < \delta^M \quad (168)$$

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:

$$\delta x_{i,n}^{aM} = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^M} \times \frac{\delta_{i,n}^M}{\delta_{i,n}^{aM}} \quad (169)$$

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:

$$Tx_{i,n,t}^M = \delta x_{i,n}^M \times Tx_{i,n,t-1}^M \quad (170)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^M = \text{Min} \left[\delta x_{i,n}^{aM}; \Theta_{i,n}^M \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right] \text{ se } \delta x_{i,n}^{aM} \geq \delta_{i,n}^M \quad (171)$$

$$\delta x_{i,n}^M = \delta_{i,n}^M - kd_i^M \times (\delta_{i,n}^M - \delta x_{i,n}^{aM}) \text{ se } \delta x_{i,n}^{aM} < \delta_{i,n}^M \quad (172)$$

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

A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da atividade, 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.

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:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS,t-2}^M + R_{D,t-2}^M + R_{C,t-2}^M) - SRAM_{t-2} \quad (173)$$

em que:

Δ_{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 $t-2$.

ARTIGO 146.º

Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 — O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental estabelecido no Artigo 138.º.

2 — Os custos com a convergência do tarifário da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, são determinados anualmente por forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a um valor a estabelecer pela ERSE.

CAPÍTULO VI

Procedimentos

SECÇÃO I

Disposições Gerais

ARTIGO 147.º

Frequência de fixação das tarifas

1 — As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto nos n.ºs 2 e 4.

2 — A tarifa de Energia e as tarifas de Venda a Clientes Finais são actualizadas trimestralmente, por forma a repercutir os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados relativos aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, nos termos do n.º 6 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

3 — Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção VII.

4 — A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.

5 — Os procedimentos associados a uma fixação excepcional são definidos na Secção VIII.

ARTIGO 148.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, do distribuidor em MT e AT, do comercializador regulado, 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 149.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 no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como 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 mantém 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 aos produtores em regime especial.
- c) Aquisição de energia eléctrica a produtores titulares de licença de produção vinculada.

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 1 de Março 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 150.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 titular de licença de produção vinculada.
- b) Custos mensais com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, por tecnologia.
- c) 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 informação relativa ao balanço de energia eléctrica:

- a) Quantidades mensais adquiridas por produtor titular de licença de produção vinculada.
- b) Quantidades mensais adquiridas a produtores em regime especial, por tecnologia.
- c) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.

ARTIGO 151.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) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema.
- d) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.
- e) 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.
- f) Custos com os serviços do sistema, incluindo custos com contratos de interruptibilidade.
- g) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- h) Custos relativos ao “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV.

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) Valor facturado por 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 de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

ARTIGO 152.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 afecto 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 pelo distribuidor em MT e AT

ARTIGO 153.º

Informação a fornecer à ERSE pelo distribuidor em MT e AT

1 — O distribuidor em MT e AT 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 — O distribuidor em MT e AT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados 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 pelo distribuidor em MT e AT, 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 no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às 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 mantém em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (*t-1*).

6 — O distribuidor em MT e AT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (*t-2*).

7 — O distribuidor em MT e AT 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 distribuidor em MT e AT, 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 124.º, Artigo 126.º, Artigo 129.º, Artigo 131.º e Artigo 132.º.

9 — O distribuidor em MT e AT, 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 regulado 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 regulados 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 licença vinculada em MT e AT, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.

10 — Nos casos em que o comercializador regulado em BT opte por fornecimentos ao abrigo do n.º 6 do Artigo 17.º ou do n.º 2 do Artigo 19.º, o distribuidor em MT e AT deve enviar informação relativa aos fornecimentos de cada comercializador regulado 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 — O distribuidor em MT e AT deve enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

16 — O distribuidor em MT e AT 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 operacionalização 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.

17 — 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.

18 — O distribuidor em MT e AT 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.

19 — O distribuidor em MT e AT 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.

20 — Enquanto as funções de comercializador regulado e de último recurso forem asseguradas pela EDP Distribuição - Energia, S.A., conforme estabelecido no n.º 7 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o relatório de execução acima referido e o mencionado no n.º 20 -do Artigo 157.º pode ser único, integrando, assim, os custos e proveitos do PAR relativos ao comercializador regulado.

21 — O distribuidor em MT e AT, 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.

22 — Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea c) do n.º 8, o distribuidor em MT e AT 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.

23 — Nos termos do número anterior, o distribuidor em MT e AT 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.

24 — Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, o distribuidor em MT e AT deve apresentar à ERSE, até 1 de Março 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 154.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 — O distribuidor em MT e AT, 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 — O distribuidor em MT e AT, 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 155.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 — O distribuidor em MT e AT, 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 — O distribuidor em MT e AT, 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 regulados.
- 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 — O distribuidor em MT e AT, 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 156.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização de Redes

1 — O distribuidor em MT e AT, 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 — O distribuidor em MT e AT, 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 regulados.
- 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 regulado

ARTIGO 157.º

Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador regulado

1 — O comercializador regulado 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 regulado 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 regulado 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 regulado, 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 regulado 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 regulado 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 regulado, 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 regulado, 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 regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador regulado 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 regulado, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica aos clientes dos comercializadores regulados 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 regulado 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 regulado deve enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

16 — O comercializador regulado, 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 nos mercados organizados.

17 — O comercializador regulado, 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 regulado 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 — Os efeitos do mecanismo de limitação dos acréscimos de preços em BT, estabelecido na Secção XI do Capítulo IV, devem ser claramente evidenciados, designadamente no que se refere aos proveitos de vendas a clientes finais em BT.

20 — O comercializador regulado 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 regulado e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do PAR.

21 — Enquanto as funções de comercializador regulado e de último recurso forem asseguradas pela EDP Distribuição - Energia, S.A., conforme estabelecido no n.º 7 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o relatório de execução acima referido poderá não ser elaborado separadamente do relatório mencionado no n.º 19 -do Artigo 153.º, devendo os custos e proveitos do PAR relativos ao comercializador regulado integrar esse relatório.

ARTIGO 158.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado

1 — O comercializador regulado, 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 de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados.
- c) Custos de funcionamento relacionados com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

2 — O comercializador regulado, 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 regulado e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais

ARTIGO 159.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

1 — O comercializador regulado, 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 regulado.
- 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 regulado.
- c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição do distribuidor em MT e AT no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado.
- d) Custos relacionados com a comercialização de redes do distribuidor em MT e AT no âmbito da actividade de Comercialização de Redes imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador regulado.

2 — O comercializador regulado, 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 160.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização

1 — O comercializador regulado, 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 regulado, 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 161.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 1 de Março 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.

ARTIGO 162.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 e) e f) 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) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

ARTIGO 163.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 164.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.
 - iii) 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 165.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 1 de Março 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.

ARTIGO 166.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 de transporte dos combustíveis; custo unitário de armazenamento 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 e) e f) 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.
- c) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

ARTIGO 167.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 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 sobrecusto 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 168.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 169.º

Balanco de energia eléctrica

Os balanços previsionais de energia eléctrica são sujeitos à apreciação da ERSE.

ARTIGO 170.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 171.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 172.º

Custos e proveitos do distribuidor em MT e AT

1 — A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do distribuidor em MT e AT, 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 173.º

Custos e proveitos do comercializador regulado

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 regulado, 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 174.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 175.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 176.º

Fixação das tarifas

1 — A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, do distribuidor em MT e AT, do comercializador regulado, 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, nos termos do estabelecido no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

4 — A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão do parecer previsto no n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

5 — A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao distribuidor em MT e AT e ao comercializador regulado, 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, como indicado no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.

11 — Caso não se verifique a cessação simultânea de todos os CAE, a ERSE estabelece os valores dos ajustes trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia e das tarifas de Venda a Clientes Finais, de acordo com o estabelecido no Artigo 126.º, no Artigo 135.º, no Artigo 139.º e no Artigo 143.º e procede à sua divulgação até ao dia 15 do último mês do trimestre, e à sua publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

ARTIGO 177.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação em Portugal continental

1 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 181.º, define os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos relevantes para regulação para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 181.º, define os custos e proveitos do distribuidor em MT e AT relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

3 — A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 181.º, define os custos e proveitos do comercializador regulado relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

4 — 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.

5 — O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

6 — Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo, sem prejuízo das datas estabelecidas no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

SECÇÃO VIII

Fixação excepcional das tarifas

ARTIGO 178.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, pelo distribuidor em MT e AT, pelo comercializador regulado, 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 RNT, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

ARTIGO 179.º

Fixação das tarifas

1 — A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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 a proposta de novas tarifas referida no número anterior, nos termos do estabelecido no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro e aos

serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira nos termos estabelecidos no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

4 — A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2, para emissão do parecer previsto no n.º 1 do Artigo 48.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

5 — A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao distribuidor em MT e AT e ao comercializador regulado, 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 em Portugal continental

ARTIGO 180.º

Balanco de energia eléctrica

1 — A entidade concessionária da RNT, o distribuidor em MT e AT e o comercializador regulado 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, o distribuidor em MT e AT e o comercializador regulado 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 181.º

Informação económico-financeira

1 — A entidade concessionária da RNT, o distribuidor em MT e AT e o comercializador regulado 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, o distribuidor em MT e AT e o comercializador regulado 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 182.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 148.º.

2 — A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, ao distribuidor em MT e AT e ao comercializador regulado, 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 em Portugal continental

ARTIGO 183.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 pelo distribuidor em MT e AT, ou pelo comercializador regulado, 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 RNT, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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, o distribuidor em MT e AT, o comercializador regulado, 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, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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 184.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, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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, ao distribuidor em MT e AT, ao comercializador regulado, 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 licenças de distribuição vinculada

ARTIGO 185.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 pelo distribuidor vinculado em MT e AT, levando à emissão de uma licença de distribuição vinculada em BT.
- b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor vinculado em BT, passando a ser efectuada pelo distribuidor vinculado em MT e AT.

2 — O distribuidor vinculado em MT e AT 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 o distribuidor em MT e AT.

ARTIGO 186.º

Definição da solução a adoptar

1 — A ERSE analisa o impacte da alteração de licenças 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 vinculados 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 187.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 vinculados 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 188.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 189.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 190.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 191.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 192.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 193.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.

ARTIGO 194.º

Ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT

1 — Os ajustes trimestrais dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica calculados ao abrigo dos n.ºs 2, 3 e 4 do artigo 75.º do anterior Regulamento Tarifário só se aplicam até ao final de 2005.

2 — Os ajustes trimestrais dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica relativos ao III e IV trimestres de 2005 serão repercutidos nas tarifas calculadas ao abrigo do presente regulamento.

ARTIGO 195.º

Prazos no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica

Para o período regulatório 2006-2008 vigoram os seguintes prazos:

- a) A aprovação das regras a seguir na aprovação das medidas para a promoção da eficiência no consumo, nos termos do Artigo 117.º, deve ter lugar até 30 de Março de 2006.
- b) A apresentação de candidaturas, nos termos do Artigo 118.º deve ocorrer até 31 de Agosto de 2006.
- c) A aprovação das candidaturas nos termos nos termos do Artigo 118.º deve ocorrer até 15 de Dezembro de 2006.

ARTIGO 196.º

Custos com o OMIP, S.A e com o OMI Clear, S.A.

Os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A. incorridos desde a data de constituição até ao final de 2004, bem como os custos estimados a incorrer até final de 2005, ao abrigo do Despacho n.º 4 673/2005, de 4 de Março, serão incluídos na parcela $OC_{Pol,t}$ constante na expressão (10) do n.º 1 -do Artigo 74.º, na determinação das tarifas para 2006.

SECÇÃO II

Disposições finais

ARTIGO 197.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 198.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

ARTIGO 199.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 200.º

Entrada em vigor

1 — As disposições do presente regulamento que não estejam relacionadas com a entrada em funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) por cessação dos CAE entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.

2 — As restantes disposições entram em vigor com o início do funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos CMEC, nos termos publicitados através de Aviso da ERSE.

3 — Enquanto se mantiverem integralmente os CAE, a proposta das tarifas, a submeter ao Conselho Tarifário, obedece às disposições do presente regulamento, com excepção das disposições relacionadas com os mercados organizados e com os CMEC.

4 — Na fixação das tarifas nos termos previstos no número anterior, a determinação dos proveitos relativos à energia eléctrica vendida pelo Comercializador Regulado aos seus consumidores será efectuada de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento ora revogado.

5 — Quando entrarem em funcionamento os mercados organizados, a ERSE dará início ao procedimento de revisão extraordinária das tarifas em vigor.

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 1, 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:

- Os relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional.
- Os consumos em arrecadações ou garagens de uso particular, localizadas em anexos ou dependências de casas de habitação, ainda que medidos por contador próprio.
- Os consumos de pequenas bombas de água.
- 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

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

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 35.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, 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 — O presente Regulamento, nos termos do alargamento das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, operado pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, estabelece igualmente as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes dos sistemas eléctricos daquelas regiões.

3 — 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, 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 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.

- c) Os comercializadores regulados.
- d) Os agentes externos.
- e) Os operadores das redes.
- f) Os produtores em regime ordinário.
- g) 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).

2 — Para efeitos do presente Regulamento entende-se por:

- a) Agente externo — entidade legalmente estabelecida em outro Estado da União Europeia reconhecida, naquele Estado, como possuindo o direito de comprar ou vender energia eléctrica em nome próprio ou em representação de terceiros, e registada nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro.
- 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 regulado, agente comercial, agente externo, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se forem detentores de estatuto de agente de ofertas.
- c) 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.
- d) Cliente — pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.
- e) Cliente com estatuto de agente de ofertas — cliente que pode comprar energia eléctrica directamente no mercado organizado ou através de contratos bilaterais, sendo o estatuto atribuído nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.
- f) 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.
- g) Comercializador — entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, atribuída nos termos do Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, regulamentado pela Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, 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.
- h) Comercializador regulado — comercializador que no exercício da sua actividade está obrigado a assegurar o fornecimento de energia eléctrica aos clientes que o requeiram, sujeitando-se ao regime de tarifas e preços regulados, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
- i) Distribuição — veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão.
- j) Interligação — ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes.
- k) 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: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT, as entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em BT, a concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.
- l) Perdas — diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo.
- m) Período horário — intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.
- n) Produtor em regime ordinário — entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
- o) Transporte — veiculação de energia eléctrica através de redes em muito alta e alta tensão.
- p) 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 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, excepto os clientes cujas instalações estão ligadas em BT nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- b) Os comercializadores.
- c) Os comercializadores regulados.
- d) Os agentes externos.
- e) Os produtores em regime ordinário.
- f) 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 obrigadas a permitir o acesso às redes e às interligações, nos termos do presente regulamento, os operadores das redes definidos na alínea j) 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

Caracterização e planeamento das redes e interligações

SECÇÃO I

Caracterização das redes e interligações

ARTIGO 9.º

Caracterização das redes

1 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem disponibilizar, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, informação técnica que lhes permita conhecer a situação das 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) As principais características da rede, linhas e subestações, bem como as variações destas características, de acordo com a época do ano.
- b) A localização geográfica das linhas e subestações e a área de abrangência geográfica das subestações.
- c) Os congestionamentos e restrições da capacidade.
- d) A capacidade disponível típica das linhas e subestações.
- e) Os indicadores de qualidade de serviço previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.
- f) A potência de curto-circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos barramentos MT, AT e MAT das subestações.
- g) O tipo de ligação do neutro à terra.

3 — A informação apresentada deverá ainda permitir, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, a identificação dos principais desenvolvimentos futuros, nomeadamente no que se refere à expansão da rede e à capacidade das subestações.

4 — 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 caracterização das redes.

5 — A informação divulgada relativamente à caracterização das redes deve considerar as necessidades reveladas pelos utilizadores das redes e pelos candidatos a utilizadores das redes nos pedidos de informação referidos no número anterior.

6 — A informação relativa à caracterização das redes deverá estar disponível, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, nomeadamente nos postos de atendimento dos operadores das redes que deles disponham e através das suas páginas na internet, sendo obrigatória a sua divulgação anual através da publicação de um documento específico contendo informação reportada ao final do ano civil anterior.

7 — O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT, em Portugal continental, devem prever a prestação recíproca de informação por forma a assegurar a coerência entre as caracterizações 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 caracterização das respectivas redes de transporte e de distribuição.

9 — A publicação referida no n.º 6 deve ser enviada à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.

10 — A publicação referida no n.º 6 deve ser divulgada nos termos previstos no Artigo 37.º.

ARTIGO 10.º

Caracterização das interligações

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve disponibilizar, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua efectiva utilização.

2 — Da informação a divulgar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental deve constar, nomeadamente:

- a) As principais características das instalações em funcionamento a 31 de Dezembro do ano anterior.
- b) Os valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais previstos nos termos do Artigo 16.º
- c) As actualizações diárias dos valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais.
- d) Os valores da capacidade de interligação técnica e para fins comerciais efectivamente utilizados.
- e) Identificação e justificação dos principais congestionamentos ocorridos com impacte na capacidade de interligação.

3 — A informação apresentada deverá ainda permitir, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, 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 caracterização das interligações.

5 — A informação divulgada relativamente à caracterização das interligações deve considerar as necessidades reveladas pelos utilizadores das redes e pelos candidatos a utilizadores das redes nos pedidos de informação referidos no número anterior.

6 — A informação relativa à caracterização das interligações deverá estar disponível, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, nomeadamente na sua página na internet, sendo obrigatória a sua divulgação anual através da publicação de um documento específico contendo informação reportada ao final do ano civil anterior.

7 — A publicação referida no número anterior deve ser enviada à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.

8 — A publicação referida no n.º 6 deve ser divulgada nos termos previstos no Artigo 37.º.

SECÇÃO II

Planeamento das redes e interligações

ARTIGO 11.º

Planeamento das redes e interligações

1 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem elaborar os planos de investimentos das suas redes, os quais devem apresentar a evolução das características principais das redes, previstas no n.º 2 do Artigo 9.º, bem como a calendarização dos vários projectos.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve incluir no plano de investimentos da sua rede, o plano de investimentos das interligações, o qual deve apresentar a evolução das características principais das interligações, previstas no n.º 2 do

Artigo 10.º, bem como a calendarização dos vários projectos.

3 — O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT, em Portugal continental, devem prever a prestação recíproca de informação por forma a assegurar a coerência entre os planos de investimento das suas redes, designadamente da informação relativa às alternativas de ligação entre as suas redes.

4 — 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 prestação recíproca de informação por forma a assegurar a coerência entre os planos de investimentos das suas redes, designadamente da informação relativa às alternativas de ligação entre as suas redes.

5 — Os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem apresentar um documento único relativo ao planeamento das respectivas redes de transporte e de distribuição.

6 — Os planos de investimentos devem contemplar os 5 anos seguintes ao ano em que são apresentados.

7 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem enviar as propostas dos planos de investimentos à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas 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.

8 — Os planos de investimento aprovados devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 37.º.

ARTIGO 12.º

Metodologia do planeamento das redes e interligações

1 — Os planos de investimentos devem garantir, a nível técnico, que o funcionamento previsível das redes se encontra de acordo com os parâmetros de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço regulamentares, bem como apresentar a análise da avaliação técnico económica dos principais investimentos neles propostos.

2 — No plano de investimentos das suas redes, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem apresentar o conjunto de cenários de previsão utilizados no planeamento, designadamente os relativos a:

- a) Crescimento do consumo para as diferentes zonas geográficas.
- b) Evolução da capacidade de produção, por tecnologia de produção, designadamente a partir de fontes de energia renováveis.
- c) Trânsito nas interligações, em função das trocas comerciais transfronteiriças, associados a diferentes preços no mercado organizado.

3 — O operador da rede de transporte em Portugal continental e os operadores das redes de transporte e distribuição nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem considerar na elaboração dos planos de investimentos das suas redes, os objectivos de redução de perdas previstos nos termos do Regulamento Tarifário.

4 — Os planos de investimentos das redes e interligações devem apresentar as alternativas de desenvolvimento das redes, identificando para cada alternativa:

- a) A lista das obras a executar.
- b) O valor orçamentado.
- c) A repartição dos encargos, para projectos que envolvam outras entidades.

5 — Os planos de investimentos devem descrever os critérios utilizados na escolha da alternativa mais favorável e as justificações técnico-económicas dessa escolha.

6 — A metodologia de planeamento e os critérios utilizados pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT no planeamento das suas redes devem ser enviados à ERSE e divulgados nos termos do Artigo 37.º.

ARTIGO 13.º

Processo de planeamento das redes e interligações

1 — Com base na metodologia prevista no Artigo anterior, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem elaborar propostas de planos de investimentos nas suas redes.

2 — Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem colocar as propostas de planos de investimentos nas suas redes a consulta pública aos agentes de mercado e outras entidades interessadas, com o objectivo de identificar as suas necessidades e de promover a sua participação no processo de planeamento das redes.

3 — O processo de consulta pública previsto no número anterior tem a duração de 45 dias contínuos e deve iniciar-se a 1 de Janeiro do ano anterior ao início de cada período de regulação, de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário.

4 — O processo de consulta pública previsto no n.º 2 deve incluir um conjunto de iniciativas de divulgação e discussão pública por parte dos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT, nomeadamente sessões públicas de esclarecimento e reuniões com os agentes de mercado e outras entidades interessadas, sempre que solicitadas por estes.

5 — Na sequência do processo de consulta pública previsto no n.º 2 os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem elaborar os planos de investimentos nas suas redes, a enviar à ERSE nos termos do n.º 7 do Artigo 11.º.

6 — Os planos de investimentos referidos no número anterior devem incluir um relatório do qual conste todas as sugestões colocadas pelos agentes de mercado e outras entidades interessadas no processo de consulta pública e as respectivas respostas por parte dos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT.

ARTIGO 14.º

Orçamento de investimentos nas redes e interligações

1 — 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 nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem enviar à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas tarifas, até ao dia 15 de Junho de cada ano, o orçamento de investimentos nas suas redes a executar no ano civil seguinte, contendo uma identificação exhaustiva dos activos em que irá investir, da calendarização das obras e dos respectivos valores de investimento previstos.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve incluir, no orçamento de investimentos da sua rede, o orçamento das interligações.

3 — Os investimentos nas redes e interligações devem ser realizados de acordo com os procedimentos estabelecidos na 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, transposta para a ordem jurídica interna pelo Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro.

4 — Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

5 — Para efeitos do número anterior, os investimentos nas interligações devem ser realizados de acordo com as regras comunitárias de contratação pública:

- a) Os investimentos realizados na sequência de concurso público, sem a prévia qualificação de fornecedores, são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.
- b) Os investimentos realizados com recurso prévio à qualificação de fornecedores ficam sujeitos à análise da ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.

6 — Em casos fortuitos ou de força maior, definidos nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, ou por razões de alteração legal ou regulamentar, nomeadamente de natureza ambiental, os investimentos aprovados pela ERSE, que tenham sido iniciados pelos operadores de rede e que não tenham sido terminados e passados à exploração, podem ser aceites como activo para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes.

7 — Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem formular o pedido à ERSE, devendo o mesmo ser devidamente justificado.

8 — Até ao dia 1 de Maio, 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 nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ainda enviar à ERSE um 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.

9 — Os orçamentos de investimentos 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.

CAPÍTULO III

Capacidade de interligação

ARTIGO 15.º

Metodologia dos estudos para a determinação da capacidade de interligação

1 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve disponibilizar informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais, aos utilizadores das redes e aos candidatos a utilizadores das redes, 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, simulando diferentes cenários de produção e consumo para os diferentes regimes de hidráulicidade.

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 operador do sistema eléctrico com o qual a rede de transporte em Portugal continental está interligada, 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 — A proposta de metodologia deve ser elaborada pelo operador da rede de transporte e enviada anualmente à ERSE para aprovação, até 30 de Junho de cada ano.

6 — 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 37.º.

ARTIGO 16.º

Determinação dos valores da capacidade de interligação

1 — Os estudos a efectuar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, 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 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 impacto na capacidade de interligação.

2 — Os estudos efectuados e os valores indicativos da capacidade disponível para importação e exportação dele resultantes, relativos a cada um dos meses do próximo ano civil, devem ser enviados à ERSE até 31 de Outubro de cada ano.

3 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve ainda solicitar os valores da capacidade disponível de importação e exportação que pode ser utilizada para fins comerciais, ao operador do sistema eléctrico com o qual a rede de transporte em Portugal continental está interligada, actualizando os valores referidos no n.º 1 e reenviando os mesmos à ERSE.

4 — A impossibilidade de obtenção dos valores referidos no número anterior deve ser comunicada à ERSE, apresentando-se as respectivas razões.

5 — 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 para cada dia em base horária, incluindo estimativas para a semana e mês seguintes, bem como indicar quantitativamente a fiabilidade prevista para a capacidade disponível.

ARTIGO 17.º

Divulgação dos valores da capacidade de interligação

1 — Com base nos estudos e na informação previstos nos n.ºs 2 e 3 do Artigo anterior, respectivamente, o operador da rede de transporte em Portugal continental deve proceder à divulgação dos valores indicativos da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, relativos ao ano civil seguinte, e das actualizações diárias desses valores, referidas no n.º 5 do Artigo anterior.

2 — 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 37.º.

ARTIGO 18.º

Gestão das interligações

1 — Deve ser posta 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.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve estabelecer um mecanismo de gestão dos congestionamentos nas interligações, assim como os procedimentos de operação da interligação, de comum acordo com o operador do sistema eléctrico com o qual a rede de transporte em Portugal continental está interligada, tendo em atenção as regras e recomendações aplicáveis na União Europeia.

3 — O mecanismo de gestão dos congestionamentos nas interligações, previsto no número anterior, deve ser enviado à ERSE para aprovação no prazo de 120 dias após a entrada em vigor no presente regulamento.

4 — O mecanismo de gestão dos congestionamentos nas interligações, previsto no n.º 2, deve ser não discriminatório, baseado em critérios de mercado e fornecer sinais económicos eficazes aos agentes de mercado e aos operadores das redes de transporte envolvidos.

5 — Sempre que o operador da rede de transporte em Portugal continental identifique a necessidade de rever o mecanismo de gestão de congestionamentos previsto no n.º 2, deve apresentar à ERSE nova proposta, para aprovação.

6 — A divulgação do mecanismo previsto no n.º 2 processa-se nos termos do Artigo 37.º.

7 — O acerto de contas a aplicar às transacções nas interligações é efectuado pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental, na sua função de Acerto de Contas, e deve processar-se de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

ARTIGO 19.º

Receitas provenientes da gestão dos congestionamentos nas interligações

1 — As eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade de interligação devem ser utilizadas para uma ou mais das seguintes finalidades:

- a) Garantia da disponibilidade real da capacidade atribuída.
- b) Investimentos na rede de transporte em Portugal continental para manter ou aumentar a capacidade de interligação.
- c) Como proveitos a serem considerados pela ERSE a posteriori no ajustamento a incluir nas tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente à ERSE para aprovação até ao dia 1 de Maio a proposta de finalidade das eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade de interligação no ano civil anterior, de acordo com o estabelecido no número anterior.

3 — 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 eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade de interligação no ano civil anterior, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

CAPÍTULO IV

Acesso às redes e às interligações

SECÇÃO I

Contrato de Uso das Redes

ARTIGO 20.º

Disposição geral

1 — O direito de acesso às redes e às interligações 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 utilizador das redes 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 do Despacho.

ARTIGO 21.º

Entidades celebrantes do Contrato de Uso das Redes

1 — Os clientes com estatuto de agente de ofertas 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 — Em Portugal continental, os clientes com estatuto de agente de ofertas 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 agentes externos 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 — Em Portugal continental, os comercializadores e agentes externos 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.

5 — Os comercializadores regulados estão isentos de celebrar um Contrato de Uso das Redes, enquanto esta função estiver atribuída aos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

ARTIGO 22.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 utilizador em causa, nos termos seguintes:

- a) Clientes com estatuto de agente de ofertas.
- b) Comercializadores e agentes externos.

2 — O Contrato de Uso das Redes aplicável aos comercializadores e agentes externos integra o uso das redes de todas as instalações dos clientes do comercializador ou do agente externo.

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 utilizador das redes, prevista no Artigo 24.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 26.º.
- e) O valor da garantia a que se refere o Artigo 30.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 agentes externos deve ainda integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

- a) Os procedimentos a observar pelo comercializador ou agente externo 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 agente externo 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 agente externo 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, Regulamento da Rede de Distribuição, no caso de Portugal continental;
- c) Manual de Procedimentos do Acesso e Operação das Regiões Autónomas dos Açores ou da Madeira, no caso da respectiva Região Autónoma.

ARTIGO 23.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 — As propostas referidas no n.º 1 devem ser apresentadas à ERSE no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 — Os operadores das redes podem apresentar à ERSE propostas de alterações às condições gerais previstas no n.º 1, sempre que considerem necessário.

ARTIGO 24.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 utilizador das redes.

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 25.º

Alteração da informação relativa ao utilizador das redes

Qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato de Uso das Redes, relativos à identificação, residência ou sede do utilizador das redes, deve ser comunicada por este aos operadores das redes com os quais celebrou contrato, através de carta registada com aviso de recepção, no prazo de 30 dias a contar da data da alteração.

ARTIGO 26.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 e dos Regulamentos da Qualidade de Serviço.
- b) Incumprimento do disposto no Regulamento da Rede de Distribuição, no Regulamento da Rede de Transporte, no caso de Portugal continental.
- c) Incumprimento do disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação das Regiões Autónomas dos Açores ou da Madeira, no caso da respectiva Região Autónoma.
- d) Incumprimento do disposto no Contrato de Uso das Redes.
- e) 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 utilizador das redes ou por outras razões susceptíveis de pré-aviso, deve ser notificada ao utilizador das redes 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 utilizador das redes deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato, para que apresente prova de que já 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 adoptar para a sua regularização.

6 — Em Portugal continental, 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 utilizador das redes 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 27.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 deter o estatuto de agente de ofertas, ou transmitir a propriedade da instalação;
- ii) por extinção da licença de comercializador ou do registo de agente externo.

c) Rescisão, se a causa que motivou a suspensão do Contrato de Uso das Redes não for regularizada dentro do prazo previsto para o efeito 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 28.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 utilizadores das redes.

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 29.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 30.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.

SECÇÃO II

Retribuição pelo uso das instalações e serviços

ARTIGO 31.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 32.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 28.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 ou agentes externos, 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 ou agente externo do cliente.

3 — A responsabilidade do comercializador ou agente externo do cliente, identificada no número anterior, cessa quando comunicado ao operador das redes:

- a) O cliente mudar de comercializador ou agente externo.
- b) Ocorrer a cessação do contrato estabelecido entre o comercializador ou agente externo e o cliente.

4 — Nos casos referidos no n.º 2, os operadores das redes emitem uma factura única para cada comercializador ou agente externo 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 ou agente externo tenha direito a compensações referidas no n.º 1, o operador das redes com que o comercializador ou agente externo celebrou contrato deve prestar ao actual comercializador ou agente externo as compensações, devendo estes transferi-las para o cliente.

SECÇÃO III

Ajustamento para perdas

ARTIGO 33.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 na rede através do mercado organizado ou por contratação bilateral, os ajustamentos para perdas são aplicados aos valores de energia activa dos consumos previstos, nos termos do disposto no Artigo seguinte.

3 — Para efeitos de tarifas, os ajustamentos para perdas são aplicados aos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4 — Para efeitos de aplicação dos números anteriores, a ERSE publica os valores dos factores de ajustamento para perdas no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte.

5 — Os factores de ajustamento para perdas são diferenciados por rede, de transporte ou de distribuição, por nível de tensão e por período tarifário.

6 — Os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores dos factores de ajustamento para perdas relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano, devidamente justificadas.

ARTIGO 34.º

Ajustamento para perdas em Portugal Continental

1 — A energia eléctrica a colocar nas redes em Portugal continental para abastecer o consumo dos clientes é calculada pelo ajustamento para perdas dos 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 fórmulas:

- a) Em MAT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{MAT})$.
- b) Na fronteira em AT da rede de transporte com a rede de distribuição: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RT})$.
- c) Na rede de distribuição em AT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RT}) \times (1 + \gamma_{AT})$.
- d) Na rede de distribuição em MT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RT}) \times (1 + \gamma_{AT}) \times (1 + \gamma_{MT})$.
- e) Na rede de distribuição em BT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{AT/RT}) \times (1 + \gamma_{AT}) \times (1 + \gamma_{MT}) \times (1 + \gamma_{BT})$.

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) γ_{MAT} e $\gamma_{AT/RT}$ — factores de ajustamento para perdas na rede de transporte relativos à rede MAT e à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respectivamente, por período horário.
- d) γ_{AT} , γ_{MT} e γ_{BT} — factores de ajustamento para perdas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, respectivamente, por período horário.

ARTIGO 35.º

Ajustamento para perdas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1 — A energia eléctrica a colocar nas redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para abastecer o consumo dos clientes é calculada pelo ajustamento para perdas dos 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: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{ATi})$.
- b) Na rede de transporte e distribuição em MT: $E_P = E_C \times (1 + \gamma_{ATi}) \times (1 + \gamma_{MTi})$.

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) γ_{ATi} e γ_{MTi} — factores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição em AT e MT, respectivamente, por período horário, para a ilha i.
- d) i — ilhas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com rede eléctrica em MT.

SECÇÃO IV

Prestação de informação no âmbito do Contrato de Uso das Redes

ARTIGO 36.º

Prestação de informação pelos operadores das redes

Os operadores das redes devem fornecer aos utilizadores das redes 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 com estatuto de agente de ofertas e a cada um dos clientes dos comercializadores ou agentes externos, nos termos definidos no Regulamento de Qualidade de Serviço aplicável.

CAPÍTULO V

Divulgação da informação

ARTIGO 37.º

Divulgação da informação sobre as redes

1 — Os operadores das redes devem publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página na internet, os documentos seguintes:

- a) As caracterizações das redes, previstas no Artigo 9.º.
- b) A caracterização das interligações, prevista no Artigo 10.º.
- c) Os planos de investimentos nas redes aprovados, previstos no Artigo 11.º.
- d) A metodologia e critérios utilizados pelos operadores das redes no planeamento das suas redes, previstos no Artigo 12.º.
- e) As condições gerais do Contrato de Uso das Redes, para os vários tipos de utilizadores das redes, previstas no Artigo 23.º.

2 — O operador da rede de transporte em Portugal continental deve também publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página da internet, os documentos seguintes:

- 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 15.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 16.º, imediatamente após a sua determinação ou actualização.
- c) O mecanismo de gestão dos congestionamentos nas interligações, previsto no Artigo 18.º.

CAPÍTULO VI

Garantias administrativas

ARTIGO 38.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 sistema eléctrico nacional, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

ARTIGO 39.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 40.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 VII

Resolução de conflitos

ARTIGO 41.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 sistema eléctrico nacional com a qual se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apre-

sentada, 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 42.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 43.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 VIII

Disposições finais e transitórias

ARTIGO 44.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 45.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 46.º

Norma transitória

1 — Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, os Acordos de Acesso e Operação das Redes vigentes à data da entrada em vigor do presente regulamento, caducam com a celebração dos Contratos de Uso das Redes que deverá ocorrer até 60 dias após a aprovação pela ERSE das condições gerais dos contratos, previstas no Artigo 23.º.

2 — Os Acordos de Acesso e Operação das Redes celebrados pelos produtores, vigentes à data de entrada em vigor do presente regulamento, mantêm-se até à data de entrada em vigor da revisão do Regulamento do Despacho, sem prejuízo do prazo neles estabelecido.

ARTIGO 47.º

Norma remissiva

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

ARTIGO 48.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 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, bem como pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

ARTIGO 49.º

Entrada em vigor

O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.