

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Regulamento n.º 785/2021

Sumário: Aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico e revoga o Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.ºs 76/2019, de 18 de janeiro, e 496/2020, de 26 de maio.

O Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT) tem por objeto estabelecer as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, bem como as disposições relativas à determinação dos proveitos permitidos e aos procedimentos e obrigações das entidades do setor elétrico, nomeadamente em matéria de prestação de informação.

A reformulação do Regulamento visou a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação, que se inicia em 2022.

As principais alterações das metodologias de regulação e de cálculo dos proveitos permitidos assentam na promoção de uma regulação exigente que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas, uma utilização eficiente das infraestruturas reguladas e a eficiência energética.

Para este efeito, aprovam-se regras que visam reforçar o acompanhamento do desempenho económico e financeiro das empresas reguladas e a avaliação dos custos reportados. Procura-se igualmente, tornar mais flexível a regulação, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico. Neste sentido, realça-se a introdução de uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT e MT, complementadas com um aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores.

O Regulamento Tarifário, ora aprovado, inclui também novas regras sobre matérias que se inserem no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima, com o objetivo de criar condições regulamentares, face à legislação vigente, transparentes e equitativas, potenciando um desenvolvimento salutar do mercado e assegurando-se previsibilidade. Em concreto, são aprovadas disposições relativas ao tratamento tarifário aplicável às instalações autónomas de armazenamento. São ainda previstas normas habilitantes para a realização de projetos-piloto e um projeto piloto específico para tarifas de acesso às redes em baixa tensão e é introduzida uma nova opção tarifária no acesso às redes, para clientes fornecidos em média, alta e muita alta tensão.

Na presente reformulação do RT são também integradas as matérias decorrentes da revisão do Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétricos e de gás e demais desenvolvimentos regulatórios entretanto verificados, designadamente relativos à mobilidade elétrica, autoconsumo e energia reativa, consolidando a regulamentação tarifária no seu instrumento de maior relevo.

Por último, de salientar a aprovação do alargamento do período de período de regulação para 4 anos, que melhorará a previsibilidade regulatória e a estabilidade tarifária.

Em 20 de maio de 2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos lançou a Consulta Pública n.º 101 com a proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico. O procedimento regulamentar desenvolveu-se nos termos dos números 1 a 4 do artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, tendo a proposta, acompanhada do correspondente documento justificativo, sido submetida a parecer do Conselho Tarifário da ERSE e a consulta pública. Os comentários dos interessados, o parecer do referido Conselho, bem como a análise da ERSE aos mesmos estão disponíveis no site da ERSE.

Assim:

Ao abrigo das disposições conjugadas da alínea *b*) do n.º 2 do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, da alínea *g*) do artigo 59.º, bem como do n.º 1 do artigo 67.º, ambos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação atual, e do n.º 1 e da subalínea *iii*) da alínea *a*) do n.º 2 do artigo 9.º, do artigo 10.º e da alínea *c*) do n.º 2 do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na re-



dação vigente, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 10 de agosto de 2021, o seguinte:

Regulamento Tarifário do setor elétrico

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objeto

- 1 - O presente Regulamento é editado nos termos do n.º 2 do Artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, e ao abrigo da alínea e) do n.º 2 do Artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.
- 2 - O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respetiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adotar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do setor elétrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.
- 3 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Âmbito

- 1 - O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:
 - a) Em Portugal continental:
 - i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.
 - ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
 - iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.
 - iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.
 - v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.
 - vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.
 - vii) Utilização das redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
 - b) Na Região Autónoma dos Açores:
 - i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.
 - ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.
 - c) Na Região Autónoma da Madeira:
 - i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.
 - ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 2 - Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:
 - a) Em Portugal continental:
 - i) Os clientes.
 - ii) Os comercializadores.
 - iii) Os comercializadores de último recurso.



- iv) Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.
 - v) Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
 - vi) O operador da rede de transporte.
 - vii) O Agente Comercial.
 - viii) Os produtores em regime ordinário.
 - ix) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.
 - x) Os operadores de mercado.
 - xi) O operador Logístico de Mudança de Comercializador.
- b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:
- i) Os clientes vinculados.
 - ii) Os clientes não vinculados.
 - iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.
 - iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
 - v) Os produtores vinculados.
 - vi) Os produtores não vinculados.
 - vii) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

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 a potência contratada superior a 41,4 kW).
- d) BTN - Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA).
- e) CAE - Contrato de aquisição de energia.
- f) CEME - Detentor de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica.
- g) CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
- h) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- i) INE - Instituto Nacional de Estatística.
- j) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- k) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- l) NT – Níveis de tensão AT e MT.
- m) OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador.
- n) RA - Regiões Autónomas.
- o) RAA - Região Autónoma dos Açores.
- p) RAM - Região Autónoma da Madeira.
- q) RARI – Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.



- r) RND - Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão.
- s) RNT - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental.
- t) RQS - Regulamento da Qualidade de Serviço.
- u) RRC - Regulamento de Relações Comerciais.
- v) RT - Regulamento Tarifário.
- w) SEN - Sistema Elétrico Nacional.
- x) UVE - Utilizador de Veículo Elétrico.

2 - A terminologia utilizada no presente regulamento, designadamente a que consta do número seguinte, não obstante poder apresentar alguma similitude com a terminologia do normativo contabilístico, é própria e autónoma.

3 - Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

- a) Agente comercial – entidade responsável pela compra e venda de toda a energia elétrica proveniente dos CAE, nos termos previstos na Secção XII, do Capítulo III do RRC.
- b) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, comercializador que atue como facilitador de mercado, Agente Comercial e cliente.
- c) Ajustamento – acerto aos proveitos permitidos resultantes da consideração dos valores reais para o período a que respeita os proveitos permitidos anteriormente definidos com base em valores estimados e/ou previstos das variáveis que os determinam.
- d) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia elétrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- e) Ativo fixo - ativo não corrente com natureza de longo prazo por a sua realização, venda ou consumo ultrapassar o decurso normal do ciclo operacional da entidade.
- f) Autoconsumo - o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais instalações de produção de eletricidade para autoconsumo e realizado por um ou mais autoconsumidores, nos termos do Decreto Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.
- g) Autoconsumo através da RESP - a energia partilhada com uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento, proveniente de outras instalações interligadas através da RESP, nos termos do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica.
- h) Cliente - pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia elétrica para consumo próprio.
- i) Cliente economicamente vulnerável - é a pessoa singular que se encontra na condição de beneficiar da tarifa social de fornecimento de eletricidade, nos termos da legislação aplicável.
- j) Cogrador - entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março.
- k) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.
- l) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica, nos termos legalmente definidos.
- m) Consumos sazonais - consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.
- n) Custo - gastos ou perdas que provêm do decurso das atividades correntes (ordinárias) ou outras (quando aplicável), definidos de acordo com normativos contabilísticos e regulatórios em vigor.
- o) Custo aceite - gasto ou perda, que é reconhecido no montante de proveitos permitidos da atividade a que diz respeito.



- p) Custos de referência para os investimentos do operador da rede de transporte são custos eficientes para a realização de investimentos na rede de transporte de energia elétrica, que refletem as melhores práticas de outros operadores congéneres europeus, cujos valores são publicados pela ERSE em norma complementar ao presente regulamento.
- q) Custos operacionais - gastos que resultam do decurso das atividades relativas ao ciclo operacional da empresa e constituem uma das componentes de apuramento do resultado operacional da entidade antes de gastos financeiros de qualquer natureza e impostos.
- r) Distribuição - veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega a clientes, excluindo a comercialização.
- s) Concessionária da Zona Piloto - entidade responsável, em regime de serviço público, pela gestão da zona piloto, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas.
- t) Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica.
- u) Fontes de energia renováveis - as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.
- v) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- w) Operador da rede de distribuição - entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.
- x) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases de Concessão e do respetivo contrato.
- y) Operador de mercado - entidade responsável pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo e pela concretização de atividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação.
- z) Operador logístico de mudança de comercializador - entidade responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador, cabendo-lhe, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medição e a sua leitura, local ou remota, nos termos da legislação aplicável.
- aa) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.
- bb) Período de regulação - período durante o qual as metodologias de definição dos proveitos permitidos e da estrutura das tarifas das atividades reguladas, bem como dos parâmetros necessários ao seu cálculo são estabelecidos e se mantêm inalteradas, sem prejuízo da sua revisão nos termos deste Regulamento.
- cc) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.
- dd) Ponto de carregamento – terminal da rede de mobilidade elétrica para ligação de um veículo elétrico à infraestrutura dedicada exclusivamente ao carregamento de baterias de veículos elétricos, excluindo as tomadas elétricas convencionais.
- ee) Produtor em regime especial - entidade habilitada para a produção de energia elétrica sujeita a regimes jurídicos especiais, podendo beneficiar de incentivos nos termos e pelo período estabelecido na lei, designadamente a produção de eletricidade a partir de cogeração e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a produção de eletricidade em unidades de pequena produção, a produção de eletricidade para autoconsumo ou outra produção sem injeção de potência na rede, bem como titular de licença ou de registo para a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.
- ff) Produtor em regime ordinário - entidade titular de licença de produção de energia elétrica cuja atividade não esteja abrangida por um regime jurídico especial.
- gg) Proveito - rendimentos e ganhos que provêm do decurso das atividades correntes (ordinárias) ou outras (quando aplicável), definidos de acordo com normativos contabilísticos e regulatórios em vigor.
- hh) Proveito permitido - rendimentos e ganhos que, no quadro regulamentar, são atribuídos à empresa responsável por uma determinada atividade regulada em contrapartida do desenvolvimento da atividade em causa.
- ii) Rede de mobilidade elétrica - conjunto integrado de pontos de carregamento e demais infraestruturas, de acesso público ou privativo, relacionadas com o carregamento de baterias de veículos elétricos, incluindo os sistemas de monitorização e gestão dos fluxos físicos e financeiros entre entidades intervenientes na rede de mobilidade elétrica, conforme estabelecido no Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, na redação vigente.
- jj) Receção de energia elétrica - entrada física de energia elétrica.
- kk) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.



- ll) Transporte - veiculação de energia elétrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.
- mm) 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 gerais previstos no Código Civil.
- 3 - Os prazos de natureza administrativa fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º

Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas.
- c) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária.
- d) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no RQS e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica.
- e) Partilha justa entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, a qual se concretiza na consideração do desempenho verificado face a metas definidas para diversos objetivos regulatórios no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos de regulação.
- f) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.
- g) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público em condições de gestão eficiente.
- h) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN, através da repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.
- i) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- j) Estabilidade das tarifas considerando as expectativas dos consumidores.

Artigo 6.º

Obrigações de serviço público

- 1 - No exercício das suas atividades, os sujeitos intervenientes no SEN devem observar as obrigações de serviço público estabelecidas na lei.
- 2 - Nos termos definidos na lei, são obrigações de serviço público, nomeadamente:
 - a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
 - b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.



- c) A garantia de ligação de todos os clientes às redes.
- d) A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- e) A promoção da eficiência energética, a utilização racional dos recursos renováveis e endógenos e a proteção do ambiente.
- f) A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas elétricos das Regiões Autónomas.

Capítulo II

Atividades e contas das empresas reguladas

Artigo 7.º

Atividade do Agente Comercial

Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica nos termos do RRC.

Artigo 8.º

Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Para efeitos do presente Regulamento, o operador logístico de mudança de comercializador exerce a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador nos termos do RRC.

Artigo 9.º

Atividades 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 RRC, as seguintes atividades:

- a) Gestão Global do Sistema.
- b) Transporte de Energia Elétrica.

Artigo 10.º

Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

- a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 11.º

Atividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

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

Artigo 12.º

Atividades 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 RRC, as seguintes atividades:

- a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.



- b) Distribuição de Energia Elétrica.
- c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 13.º

Atividades 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 RRC, as seguintes atividades:

- a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.
- c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 14.º

Princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas

1 - As empresas que desenvolvem atividades reguladas nos termos do Regulamento Tarifário devem estar dotadas de uma capacidade económico-financeira sustentada que lhes permita financiar os investimentos necessários e assegurar a operação e manutenção das infraestruturas e cumprir com as suas obrigações.

2 - A monitorização pela ERSE da posição financeira das empresas que desenvolvem atividades reguladas poderá justificar a adoção de medidas de promoção do cumprimento do princípio definido no número anterior, designadamente para a adequação da estrutura financeira aos compromissos inerentes à atividade regulada que desenvolvem.

Artigo 15.º

Taxas de remuneração

As taxas de remuneração das atividades reguladas definidas no Capítulo IV estão sujeitas à:

- a) Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro, definida pela ERSE para o período de regulação;
- b) Consideração de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes.

Artigo 16.º

Princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado

1 - Sem prejuízo no disposto do normativo contabilístico, os concessionários devem adotar critérios racionais e consistentes na incorporação de custos financeiros, estrutura e gestão no valor dos ativos remunerados.

2 - Os critérios e as naturezas dos custos capitalizados devem ser divulgados no Anexo às Demonstrações Financeiras das Contas Reguladas.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, aprovará normas e metodologias relativas às naturezas de custos que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

Artigo 17.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, o operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado



da RAM devem manter atualizada 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 aprovadas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode aprovar ou 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 aprovadas 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.

7 - O agente comercial, a entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, o operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, no início de cada período de regulação, a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação. Caso ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria durante o período de regulação, deverá ser designada num prazo de 15 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, sendo dado conhecimento à ERSE.

Artigo 18.º

Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas

1 - O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das atividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respetivas notas anexas, nos termos das Normas Complementares emitidas pela ERSE, bem como a certificação das contas reguladas efetuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento.

2 - O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 1 de maio.

Artigo 19.º

Auditorias

1 - As auditorias de cariz económico e financeiro que suportam as contas reguladas a enviar à ERSE previstas no presente regulamento deverão garantir a execução de todos os procedimentos considerados necessários, de acordo com as Normas e as Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Portugal, no quadro da legislação que regulamenta a atividade de auditoria.

2 - As contas reguladas não serão consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressarem uma opinião profissional e independente ou tiverem escusa de opinião.

Artigo 20.º

Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização

1 - As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento deverão recorrer a mecanismos de auditoria e de ações de fiscalização para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e das ações de fiscalização e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ERSE.



3 - Cabe à ERSE aprovar um plano de realização de auditorias e de ações de fiscalização, o qual deverá conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias periódicas, nos termos da regulamentação específica aplicável.

4 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ERSE pode solicitar às entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento ou por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares às auditorias financeiras ou de ações de fiscalização realizadas pelo agente comercial, a entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento, fundamentando o seu pedido.

5 - Os custos com a realização das auditorias e das ações de fiscalização referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas sempre que das conclusões destas auditorias e ações de fiscalização resultarem fundamentos que contrariem a informação financeira ou técnica enviada pelas empresas para efeitos de cálculo dos ajustamentos aos proveitos nos termos do presente regulamento ou sempre que os seus custos não respeitem critérios de razoabilidade e de proporcionalidade.

6 - Caso as auditorias complementares e as ações de fiscalização referidas no número anterior sejam promovidas pelas entidades sujeitas a regulação, estas devem recorrer a auditores externos, independentes e de reconhecida idoneidade.

Artigo 21.º

Envio de informação

1 - Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

- a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.
- b) Solicitar informação adicional ou complementar.

2 - A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

Capítulo III

Tarifas reguladas

Secção I

Disposições gerais

Artigo 22.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

- a) Tarifas de Acesso às Redes.
- b) Tarifa Social de Acesso às Redes.
- c) Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.
- d) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.
- e) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- f) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- g) Tarifa de Energia.
- h) Tarifas de Uso Global do Sistema.



- i) 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.
- j) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.
- k) 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.
- l) Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- m) Tarifas de Comercialização:
 - i) Tarifa de Comercialização em MT.
 - ii) Tarifa de Comercialização em BTE.
 - iii) Tarifa de Comercialização em BTN.

Artigo 23.º

Fixação das tarifas

- 1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.
- 2 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem propor à ERSE tarifas e respetivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.
- 3 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória, sendo-lhe aplicáveis os demais princípios previstos no Artigo 5.º.
- 4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 2 -, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

Artigo 24.º

Projetos piloto

- 1 - Consideram-se projetos piloto os projetos de investigação ou de demonstração, com a duração máxima de três anos, que se destinem a promover a inovação no setor elétrico.
- 2 - Durante a execução dos projetos piloto pode ser aprovada a aplicação de normas específicas aos participantes no projeto piloto.
- 3 - Os projetos piloto são aprovados pela ERSE, após consulta ao Conselho Tarifário, devendo ser dada publicidade da decisão.
- 4 - Os projetos piloto são monitorizados pela ERSE e os seus resultados são sujeitos a divulgação pública.



Secção II

Estrutura do tarifário em Portugal continental

Artigo 25.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 atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e da atividade 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 atividade de Transporte de Energia Elétrica.
- 4 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- 5 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.
- 6 - As tarifas de Comercialização em MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos a recuperar na atividade de Comercialização.
- 7 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos à gestão global do sistema, à compra e venda de energia elétrica do agente comercial, ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários, entre outros.
- 8 - A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é aplicada às entregas dos operadores das redes de distribuição e deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos à Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- 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 elétrica.
- 10 - Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.ºs 7 - e 9 - coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- 11 - A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.
- 12 - Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.ºs 4 -, 7 -, 8 - e 9 -, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
- 13 - As tarifas aditivas em Portugal continental resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 4 -, 6 -, 7 -, 8 -, 9 - e 11 -.
- 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 -, 7 -, 8 - e 9 -, nos termos do Artigo 27.º.
- 15 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas do operador da rede de distribuição de AT e MT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, que optem por serem faturados por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT às quantidades medidas no Posto de Transformação, resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 4 -, 7 -, 8 - e 9 -, nos termos do Artigo 28.º.



16 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 1 - TARIFAS E PROVEITOS DO AGENTE COMERCIAL, DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE, DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Agente Comercial	Operador da Rede de Transporte		Operador Logístico de Mudança de Comercializador		Operadores das redes de distribuição		Clientes						
Proveitos	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão						
Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica		UGS ^T			Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS	UGS	MAT						
							AT						
							MT						
							BT						
	Proveitos Atividade de Gestão Global do Sistema				Diferencial PRE								
	Proveitos Atividade de Transporte de Energia Elétrica	URT _{MAT}			Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT _{MAT}	MAT						
		URT _{AT}				URT _{AT}	AT						
						MT							
						BT							
					Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	URD _{AT}	AT						
						URD _{MT}	MT						
							BT						
						URD _{BT}	BT						
									Proveitos da atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador	OLMC	Proveitos a recuperar pela tarifa do OLMC	OLMC	MAT
													AT
MT													
BT													

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadores de último recurso		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Compra e Venda e Acesso às Redes	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + OLMC	AT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + OLMC	MT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} + OLMC	BT > 41,4 kW



de Transporte e Distribuição	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} + OLMC	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	E	AT
		MT
		BT
Proveitos Atividade de Comercialização	C _{NT}	MT
	C _{BTE}	BT > 41,4 kW
	C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS ^T	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
Diferencial PRE	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial
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
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 26.º

Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso

- 1 - Os comercializadores de último recurso aplicam as seguintes tarifas:
 - a) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.
 - b) Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.
 - c) Tarifas de venda a clientes finais em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.
 - d) Tarifas de venda a clientes finais cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade.
- 2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, definidos nos termos da legislação aplicável.
- 3 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é calculada nos termos do Artigo 66.º.
- 4 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 174.º às tarifas aditivas definidas no n.º 13 - do Artigo 25.º.
- 5 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE 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 Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Comercialização, acrescidas de um fator de atualização.
- 6 - Nas situações referidas nas alíneas c) e d) do n.º 1 - aplicam-se as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social de Venda a Clientes Finais, nos termos da legislação aplicável.



Artigo 27.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 RARI.
- 2 - Às 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 Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 3.

QUADRO 3 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Atividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
OLMC	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

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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

Artigo 28.º

Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

- 1 - Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as seguintes parcelas:
 - a) Parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.
 - b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT.
- 2 - A parcela referida na alínea a) do número anterior resulta da diferença entre a faturação obtida por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em BT e a faturação resultante da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 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 faturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN e a faturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.
- 4 - Em alternativa à modalidade de faturação estabelecida no número anterior, os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT podem optar por serem faturados por aplicação da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, às quantidades medidas no Posto de Transformação, considerando os seguintes ajustamentos:
 - a) As quantidades medidas no Posto de Transformação são descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores em regime de mercado, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respetivo perfil de consumo.
 - b) As quantidades medidas no Posto de Transformação são adicionadas da energia elétrica entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT, após aplicação dos respetivos perfis de produção.
- 5 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT que optem por serem faturados por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT às quantidades medidas no Posto de Transformação, resultam da adição da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BT ajustada para perdas até à saída da rede de MT, da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição em AT convertidas para MT e da tarifa de uso da rede de distribuição em MT.
- 6 - As tarifas de Acesso às Redes referidas do número anterior podem ser diferenciadas por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT.

Artigo 29.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 30.º

Estrutura geral das tarifas

- 1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.
 - b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
 - c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
 - d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
 - e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, 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 31.º

Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por atividade estabelecidas no presente capítulo é a constante do Quadro 4.

QUADRO 4 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

Tarifas por Atividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
OLMC	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	-
C _{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em 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 ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo



Artigo 32.º

Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

1 - A estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso é coincidente com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 4 do Artigo 31.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em BTN, os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 5.

QUADRO 5 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
BTN (3)	3	UGS URD _{BT} OLMC	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}		-	-	C _{BTN}
BTN (2)	2	UGS URD _{BT} OLMC	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}			-	-	C _{BTN}
BTN (1)	1	UGS URD _{BT} OLMC	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}			-	-	C _{BTN}

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
 (2) Tarifas de BTN bi-horárias
 (1) Tarifas de BTN simples
 TPc Preço de potência contratada
 TPp Preço de potência em horas de ponta
 TWp Preço da energia ativa em horas de ponta



TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 33.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 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 3 do Artigo 27.º, no Artigo 28.º, e no Quadro 4 do Artigo 31.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de entrega.

2 - Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

QUADRO 6 - 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	TWrc	TWri
MAT	UGS URT _{MAT} OLMC	URT _{MAT}	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}
AT	UGS URD _{AT} OLMC	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}
MT	UGS URD _{MT} OLMC	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	URD _{MT}	URD _{MT}
BTE	UGS URD _{BT} URD _{MT} OLMC	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}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	URD _{BT}	URD _{BT}



Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas								
	Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
BTN (3)	UGS URD _{BT} OLMC	-	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}	-	-	-	-
BTN (2)	UGS URD _{BT} OLMC	-	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}	-	-	-	-
BTN (1)	UGS URD _{BT} OLMC	-	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}	-	-	-	-

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
(2) Tarifas de BTN bi-horárias
(1) Tarifas de BTN simples
TPc Preço de potência contratada
TPp Preço de potência em horas de ponta
TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc Preço da energia reativa capacitiva
TWri Preço da energia reativa indutiva
UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
OLMC Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
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

Artigo 34.º
Períodos tarifários

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

- a) Períodos trimestrais.



- b) Períodos horários.
- c) Épocas.
- 2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:
- 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 elétrica:
- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio normal.
- d) Horas de super vazio.
- 4 - Consideram-se as seguintes épocas de entrega de energia elétrica:
- a) Época Alta.
- b) Época Média.
- c) Época Baixa.
- 5 - 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.
- 6 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.
- 7 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e, com o ciclo diário, e com o ciclo semanal por épocas definidos nos Quadros 7.1 e, 7.2 e 7.3.
- 8 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos domingos.
- 9 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal por épocas consideram-se nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos sábados e domingos.

QUADRO 7 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 7.1 - Ciclo semanal:

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia



Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Domingos Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Domingos Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Quadro 7.2 - 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

Quadro 7.3 - Ciclo semanal por épocas:

Época Alta, Época Média	Época Baixa
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Sábados e Domingos Cheias: 3 h / dia Vazio normal: 17 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Sábados e Domingos Cheias: 3 h / dia Vazio normal: 17 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Artigo 35.º

Áreas de Rede

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se as seguintes áreas de rede em Portugal continental:

- a) Área de Rede do Norte.
- b) Área de Rede do Centro.
- c) Área de Rede do Sul.

2 - A entidade concessionária da RND, em articulação com a entidade concessionária da RNT, deve apresentar à ERSE um manual que permita atribuir cada ponto de entrega da RNT e da RND a uma das três áreas de rede do número anterior, tendo em conta critérios objetivos para os padrões de utilização dominantes e a continuidade territorial.

3 - O manual referido no número anterior é aprovado pela ERSE.

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 36.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 8 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, de Uso da Rede de Distribuição em BT e de Operação Logística de Mudança de Comercializador devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.
- 3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.
- 4 - As tarifas de Comercialização em 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.
- 5 - 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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.
- 6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.
- 7 - 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.
- 8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.
- 9 - As tarifas aditivas da RAA resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2 -, 4 -, 5 - e 6 -.
- 10 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes vinculados e decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 177.º.
- 11 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 8 - 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 Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA	SA _{AGS}	E	MT	x	-
			BT	x	-
		UGS + URT _{AT}	MT	x	x
			BT	x	-
	SRAA _{AGS}	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA	SA _D	URD _{AT} + URD _{MT} + OLMC	MT	x	x
		URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT} + OLMC	BT	x	-



Concessionária do transporte e distribuição da RAA			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
	SRAA _D	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA	SA _C	C _{NT}	MT	x	-
		C _{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
		C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	SRAA _C	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
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
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em 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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA _C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica 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 atividade 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica
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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 37.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 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, de Uso da Rede de Distribuição em BT e de Operação Logística de Mudança de Comercializador devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.
- 3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.



- 4 - As tarifas de Comercialização em 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.
- 5 - 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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- 6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- 7 - 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.
- 8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.
- 9 - As tarifas aditivas da RAM resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2 -, 4 -, 5 - e 6 -.
- 10 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes vinculados e decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 180.º.
- 11 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 9 – 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 Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM		E	MT	x	-
			BT	x	-
	SM _{AGS}	UGS + URT _{AT}	MT	x	x
			BT	x	-
SRAM _{AGS}	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-	
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	SM _D	URD _{AT} + URD _{MT} + OLMC	MT	x	x
			BT	x	-
	SRAM _D	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-
	SM _C	C _{NT}	MT	x	-



Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM		C _{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
		C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	SRAM _C	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
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
OLMC	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em 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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM _C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica 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 atividade 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica
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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 38.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 aditivas da RAA.
- 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 aditivas da RAM.



Artigo 39.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 às Redes 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 às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

Artigo 40.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) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.
 - b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
 - c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
 - d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
 - e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, 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 41.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 6 do Artigo 33.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de Portugal continental, apresentada no Quadro 3 do Artigo 27.º e no Quadro 4 do Artigo 28.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de entrega.

Artigo 42.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 elétrica:
 - 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 elétrica:
 - a) Horas de ponta.



- b) Horas cheias.
 - c) Horas de vazio normal.
 - d) Horas de super 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- O período horário de vazio, aplicável às tarifas com dois e três períodos horários, engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.
- 6- A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário.
- 7- A duração dos períodos horários do ciclo semanal, aplicável aos clientes em BTN, e do ciclo diário é definida no Quadro 10-1 e no Quadro 10-2.

QUADRO 10 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA E NA RAM

Quadro 10.1 – Ciclo semanal:

Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	
Aplicável de junho a outubro, inclusive	Aplicável de novembro a maio, inclusive
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: 7 h / dia	Vazio: 7 h / dia
Sábados	Sábados
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio: 17 h / dia	Vazio: 17 h / dia
Domingos	Domingos
Vazio: 24 h / dia	Vazio: 24 h / dia

Quadro 10.2 – 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 IV

Variáveis de faturação

Artigo 43.º

Variáveis para aplicação das tarifas

As variáveis a medir ou a determinar para efeitos da aplicação das tarifas são as seguintes:

- a) Termo tarifário fixo;
- b) Potência contratada;
- c) Potência em horas de ponta;
- d) Energia ativa;
- e) Energia reativa.



Artigo 44.º

Potência contratada

- 1 - A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.
- 2 - O valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE é atualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
- 3 - A potência tomada é o maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.
- 4 - A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente, nos termos previstos pelo RRC.
- 5 - O valor da potência contratada nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública em BTN, dotados de telecontagem, corresponde à potência tomada do mês a que a fatura respeita.

Artigo 45.º

Potência em horas de ponta

- 1 - A potência em horas de ponta (P_p) é a potência ativa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

$$P_p = \frac{E_p}{H_p} \quad (1)$$

em que:

E_p Energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita

H_p Número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

- 2 - No caso da opção tarifária referida no Artigo 53.º, a variável potência em horas de ponta é calculada separadamente para as horas de ponta de cada época presente no intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Artigo 46.º

Energia ativa

A energia ativa é objeto de medição nos pontos de medição nos termos do RRC.

Artigo 47.º

Energia reativa

- 1 - A energia reativa é objeto de faturação nas entregas dos operadores de rede de distribuição a clientes em MAT, AT, MT e BTE, bem como nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição.
- 2 - A faturação de energia reativa pelo operador de rede de transporte ou distribuição só tem lugar após decorridos 8 meses de consumo de energia elétrica, nas seguintes situações:
 - a) Instalações novas;
 - b) Quando solicitado pelo cliente, após uma variação da potência contratada da instalação de, pelo menos, 50%.
- 3 - Os pontos de entrega do operador da rede de distribuição em MT aos operadores de rede de distribuição em BT não são objeto de faturação de energia reativa.



- 4 - Os períodos de integração das entregas de energia reativa, para aplicação das regras de faturação são os seguintes:
 - a) Diário, para os pontos de entrega do operador da rede transporte ao operador da rede de distribuição, em Portugal continental;
 - b) Diário, para os pontos de entrega a clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental;
 - c) Igual ao período de faturação, para os pontos de entrega a clientes em AT e MT nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
 - d) Igual ao período de faturação, para os pontos de entrega a clientes em BTE.
- 5 - A faturação dos encargos de energia reativa relativos ao uso da rede de distribuição é efetuada de acordo com as regras aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição.

Artigo 48.º

Faturação de energia reativa indutiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição

- 1 - A energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio em cada período de integração que exceda 30% da energia ativa consumida no mesmo período é objeto de faturação.
- 2 - O preço aplicável à energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio é variável por escalões, em função da energia reativa indutiva medida em cada período de integração, em percentagem da energia ativa medida no mesmo período, considerando os seguintes valores da $\text{tg}\phi$:
 - a) Superior ou igual a 30% e inferior a 40%;
 - b) Superior ou igual a 40% e inferior a 50%;
 - c) Superior ou igual a 50%.
- 3 - O preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio aplicável em cada escalão de energia reativa indutiva é obtido através da aplicação de um fator multiplicativo a um preço de referência de energia reativa indutiva.
- 4 - O preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio em cada escalão, é aplicado à energia reativa a faturar no respetivo escalão.
- 5 - O preço de referência da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio, bem como os fatores multiplicativos referidos no n.º 3 -, são aprovados anualmente pela ERSE.

Artigo 49.º

Faturação de energia reativa capacitiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição

- 1 - A energia reativa capacitiva medida em cada período de integração nas horas de vazio pode ser objeto de faturação.
- 2 - Os critérios seguidos pelos operadores de rede na faturação de energia reativa capacitiva em horas de vazio devem ser objetivos e tornados públicos na respetiva página na Internet ou através de outras formas de divulgação igualmente eficazes.

Artigo 50.º

Regras específicas aplicáveis à faturação de energia reativa nos pontos de entrega da rede de transporte à rede de distribuição

- 1 - Os pontos de entrega a acordar entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT, que configuram malhas elétricas entre mais do que um ponto de entrega da rede de transporte à rede de distribuição permitindo a circulação de energia reativa, podem ser agregados para efeitos de faturação da energia reativa.
- 2 - Os operadores de rede devem enviar à ERSE, para conhecimento, um exemplar dos acordos celebrados nos termos do número anterior.



Secção V
Tarifas de Acesso às Redes

Artigo 51.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

- a) Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- b) Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

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 e de Uso das Redes de Distribuição e de Operação de Mudança de Comercializador.

Artigo 52.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 potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 7.1 do Artigo 35.º.

3 - Os preços da energia ativa das entregas em BTE são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecido no Quadro 7.1 e Quadro 7.2 no Artigo 34.º, respetivamente.

4 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa indutiva.
- b) Preços da energia reativa capacitiva.

5 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços 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 ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 53.º

Estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT

1 - A estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT é igual à estrutura geral apresentada no Artigo 52.º, com exceção das regras definidas nos números seguintes.

2 - Os preços da opção tarifária prevista neste artigo são iguais aos preços da tarifa de Acesso às Redes, na estrutura geral, com exceção do preço de potência em horas de ponta, que apresenta uma diferenciação por época, nos termos do n.º 3 - do Artigo 34.º.

3 - Os preços da energia ativa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal por épocas estabelecido no Quadro 7.3 do Artigo 34.º, o qual apresenta diferenciação por época.

4 - A diferenciação por época, referida nos números anteriores, depende da área de rede em que ocorre o ponto de ligação à rede, nos termos do Artigo 35.º.

5 - A adesão voluntária pelos clientes em MAT, AT e MT a esta opção tarifária obriga a uma permanência mínima até ao momento em que o cliente tenha concluído a totalidade da Época Alta nos últimos doze meses.

Artigo 54.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, em Euros por dia.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 11, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW, por dia.

4 - Os preços da energia ativa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 7.1 e no Quadro 7.2 do Artigo 34.º, respetivamente.

5 - Os preços de energia ativa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 7.1 e no Quadro 7.2 do Artigo 34.º, respetivamente, ou não apresentam diferenciação horária.

6 - Na sequência do estudo a que se refere o Artigo 60.º, a ERSE pode determinar que os preços de energia ativa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a aplicar a instalações participantes em autoconsumo através da RESP, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 7.1 e no Quadro 7.2 do Artigo 34.º, respetivamente.

7 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 11 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	
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	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	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

Artigo 55.º

Projeto-piloto de tarifas de Acesso às Redes em BT

1 - Cabe à ERSE aprovar as regras para a implementação de um projeto-piloto de tarifas de Acesso às Redes em BT em Portugal continental, nos termos do Artigo 24.º.

2 - Na sequência da implementação do projeto-piloto referido no número anterior, da análise benefício-custo e dos resultados alcançados, a ERSE aprova alterações às tarifas de Acesso às Redes em BT em Portugal continental.



Subsecção I

Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

Artigo 56.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicáveis às entregas aos utilizadores de veículos elétricos.
- 2 - As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são as seguintes:
 - a) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica em BT;
 - b) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede de mobilidade elétrica em MT.
- 3 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea a) do número anterior resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- 4 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea b) do n.º 2 - resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Artigo 57.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

- 1 - As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.
- 2 - Os períodos horários aplicáveis às tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são definidos anualmente pela ERSE, no âmbito do processo de aprovação de tarifas e preços de energia elétrica.
- 3 - Nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia ativa por período horário, em euros por kWh.
- 4 - Os preços de potência contratada são convertidos em preços de energia diferenciados por período horário, em função da utilização das redes.
- 5 - A faturação das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica considera as quantidades de energia ativa determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

Subsecção II

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

Artigo 58.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

Artigo 59.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

- 1 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por dia;
 - b) Preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh.



- 2 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os n.ºs 2 - e 3 - do Artigo 52.º
- 3 - Nas entregas em MAT, AT e MT, caso se opte pela opção tarifária estabelecida no Artigo 53.º, os preços mencionados no número 1 são discriminados de acordo com os números 2 - a 4 - do Artigo 53.º.
- 4 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas por preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 5 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os n.ºs 4 -, 5 - e 6 - do Artigo 54.º.
- 6 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP são aplicadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo.
- 7 - O nível de tensão e o ciclo de contagem a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP coincidem com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.
- 8 - Os períodos tarifários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP coincidem com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.

Artigo 60.º

Opções tarifárias em BTN para instalações participantes em autoconsumo através da RESP

- 1 - Quando o número e a dimensão dos projetos de autoconsumo através da RESP o justifique, a ERSE desenvolve estudo de análise de impacto da utilização das redes pelo autoconsumo através da RESP.
- 2 - Caso o estudo referido no número anterior demonstre que há benefício em os períodos horários das tarifas de Acesso às Redes referidas no presente artigo corresponderem aos da opção tri-horária, a ERSE pode determinar a imperatividade de:
 - a) Os períodos horários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a aplicar ao consumo de instalações de produção, de consumo ou de armazenamento, participantes em autoconsumo através da RESP, corresponderem aos da opção tri-horária.
 - b) Os períodos tarifários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, corresponderem aos da opção tri-horária.
- 3 - Nos casos previstos das alíneas a) e b) do número anterior, os preços de energia ativa são discriminados em três períodos horários, de acordo com o previsto no n.º 6 - do Artigo 54.º.

Artigo 61.º

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

- 1 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidas das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo.
- 2 - A ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP, para montante do nível de tensão de ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo, é considerada para efeitos das tarifas de Acesso às Redes através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante.
- 3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar uma proposta com os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo referida no número anterior, a aprovar pela ERSE.
- 4 - O fator referido no número 2 - é determinado anualmente pela ERSE, com base, nomeadamente, nos estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, suportado pelos critérios previstos no número anterior.



5 - Às tarifas de Acesso às Redes determinadas nos termos dos números anteriores são deduzidos encargos correspondentes aos CIEG do seguinte modo:

- a) Nos termos da decisão do membro do Governo responsável pela área da energia prevista no n.º 4 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro;
- b) Na ausência de decisão do membro do Governo responsável pela área da energia, não se efetua qualquer dedução de encargos correspondentes aos CIEG.

6 - Nas situações em que a ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo se encontre num nível de tensão a jusante do nível de tensão de ligação da instalação de consumo participante em autoconsumo, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem às determinadas para a situação em que o nível de tensão de ligação da instalação de produção para autoconsumo é idêntico ao da instalação de consumo participante em autoconsumo, sem ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão.

Subsecção III

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento

Artigo 62.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento.

Artigo 63.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento

1 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os números 2 - a 6 - do Artigo 52.º.

3 - Nas entregas em MAT, AT e MT, caso se opte pela opção tarifária estabelecida no Artigo 53.º, os preços mencionados no n.º 1 - são discriminados de acordo com os números 2 - a 4 - do Artigo 53.º.

4 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, em Euros por dia.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

5 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os números 2 - 4 -, 5 -e 7 - do Artigo 54.º.

Artigo 64.º

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica.



Secção VI

Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis

Artigo 65.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.
- 2 - A tarifa Social de Acesso às Redes é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- 3 - O valor do desconto referido no número anterior é aplicado preferencialmente no termo de potência contratada, incentivando uma utilização racional da energia elétrica, sendo igual em €/kVA em todos os escalões de potência e opções tarifárias, sem prejuízo do disposto no n.º 2 -.
- 4 - O disposto no número anterior não obsta à aplicação do desconto no termo da energia, em resultado da aplicação do mecanismo estabelecido no Artigo 174.º.

Artigo 66.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis em BTN

- 1 - As tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.
 - b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.
- 3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Acesso às Redes coincidem com as da tarifa de Acesso às Redes.

Secção VII

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

Artigo 67.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os seguintes proveitos:
 - a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, que coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
 - b) Proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Comercialização.
- 2 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Comercialização, nos termos do Artigo 26.º.

Artigo 68.º

Opções tarifárias

- 1 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN apresentam as opções tarifárias indicadas no Quadro 12.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos, no Quadro 12, valores limites da potência contratada.



3 - Nos fornecimentos em BTN, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

5 - As opções tarifárias aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso nos restantes níveis de tensão são publicadas anualmente pela ERSE, durante a vigência do período transitório previsto na lei.

QUADRO 12 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Ativa	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	a	x	2
	Tarifa Tri-horária	1,15 a 20,7 kVA	a	x	3
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	x	3
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	x	3
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	-	1
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	x	2
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	x	3

Notas

(1) – a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência

(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

Artigo 69.º

Estrutura geral das opções tarifárias

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.



- 2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 13, sem prejuízo do disposto no número seguinte.
- 3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW por dia.
- 4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.
- 5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 7.1 e Quadro 7.2 no Artigo 34.º, respetivamente.
- 6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 34.º.
- 7 - A potência contratada e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.
- 8 - Nos restantes níveis de tensão, as variáveis de faturação das opções tarifárias são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes estabelecidas no n.º 1 - do Artigo 52.º.

QUADRO 13 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
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	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
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 VIII**Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis**

Artigo 70.º

Objeto

- 1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.
- 2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais.
- 3 - As tarifas de Venda a Clientes Finais referida no número anterior resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, do Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Comercialização.
- 4 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 65.º.



Artigo 71.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais

- 1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:
- Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.
 - Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.
- 3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso são coincidentes com as da tarifa de Acesso às Redes.

Secção IX

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 72.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da uniformidade tarifária na RAA.
- 2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA.

Artigo 73.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 14.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 14 valores limites da potência contratada.
- 3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua 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 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.
- 5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

QUADRO 14 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Termo Tarifário Fixo (1)	Potência (2)	Energia Ativa		Energia Reativa (5)	
					Periodos Trimestrais (3)	N.º Periodos Horários (4)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	-	x	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	-	x	x	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	1,15 a 41,4 kVA	-	x	x	3	-	-



Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Termo Tarifário Fixo (1)	Potência (2)	Energia Ativa		Energia Reativa (5)	
					Períodos Trimestrais (3)	N.º Períodos Horários (4)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	x	x	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	x	4	x	x

Notas:

- (1) – - Não aplicável
- x Existência de preço do termo tarifário fixo
- (2) – x Existência de preços de potência
- (3) – - Preços sem diferenciação trimestral
- x Preços com diferenciação trimestral
- (4) – 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
- (5) – - Não aplicável
- x Existência de preço correspondente

Artigo 74.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.
- Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
- Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT e BTE são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

3 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- Preços da energia reativa indutiva.



b) Preços da energia reativa capacitiva.

4 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

5 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 75.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definido em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 15, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW por dia.

4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 42.º.

7 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 15 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
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	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção X

Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAA

Artigo 76.º

Objeto

1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAA é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA em BTN.



3 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 65.º.

Artigo 77.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA

- 1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.
 - b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.
- 3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAA são coincidentes com as da tarifa de venda a clientes finais da RAA.

Secção XI

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 78.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da uniformidade 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 79.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 16.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 16 valores limites da potência contratada.
- 3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua 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 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.
- 5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

QUADRO 16 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Termo Tarifário Fixo (1)	Potência (2)	Energia Ativa		Energia Reativa (5)	
					Períodos Trimestrais (3)	N.º Períodos Horários (4)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	-	x	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	-	x	x	2	-	-



	Tarifa Tri-horária	1,15 a 41,4 kVA	-	x	x	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	x	x	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	x	4	x	x

Notas:

- (1) – - Não aplicável
- x Existência de preço do termo tarifário fixo
- (2) – x Existência de preços de potência
- (3) – - Preços sem diferenciação trimestral
- x Preços com diferenciação trimestral
- (4) – 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
- (5) – - Não aplicável
- x Existência de preço correspondente

Artigo 80.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

- 1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:
- Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.
 - Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
 - Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
 - Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
 - Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.
- 2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT e BTE são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.
- 3 - Os preços da energia reativa são discriminados em:
- Preços da energia reativa indutiva.
 - Preços da energia reativa capacitiva.
- 4 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção IX do Capítulo V.



5 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 81.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definido em Euros por dia.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 17, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW, por dia.

4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 42.º.

7 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 17 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
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	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção XII

Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAM

Artigo 82.º

Objeto

1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAM é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM em BTN.

3 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 65.º.



Artigo 83.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM

- 1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.
 - b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, até 6,9 kVA.
- 3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAM são coincidentes com as da tarifa de venda a clientes finais da RAM.

Secção XIII

Tarifa de Energia

Artigo 84.º

Objeto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.

Artigo 85.º

Estrutura geral

- 1 - A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.
- 3 - Os preços de energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Artigo 86.º

Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão

- 1 - Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 18.
- 2 - Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 18.
- 3 - Nos fornecimentos de energia aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia ativa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 18 - PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

Tarifas	Períodos Trimestrais	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Energia				Aplicação
			TWp	TWc	TWvn	TWsv	
E	x	4	x	x	x	x	-



AT	x	4	x	x	x	x	-
MT	x	4	x	x	x	x	-
BTE	x	4	x	x	x	x	-
BTN (3)	x	3	x	x	x		Fornecimentos CUR
BTN (2)	x	2	x		x		Fornecimentos CUR
BTN (1)	-	1	x				Fornecimentos CUR

Legenda:

- E Tarifa de Energia
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- x Aplicável
- Não aplicável
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
- CUR Comercializadores de último recurso

Artigo 87.º

Energia ativa a faturar

A energia ativa a faturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no RRC.

Secção XIV

Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Artigo 88.º

Objeto

A presente Secção estabelece a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo OLMC ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às entregas dos operadores das redes de distribuição, a qual deve proporcionar os proveitos a recuperar relativos à Operação Logística de Mudança de Comercializador.



Artigo 89.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicável às entregas a clientes é composta por um preço de potência contratada, da seguinte forma:

- a) Entregas em MAT, AT, MT e BTE, preço de potência contratada em Euros por kW, por dia.
- b) Entregas em BTN, preço de potência contratada em Euros por dia.

2 - O preço da potência contratada pode apresentar diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento. O preço da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é referido à saída da RNT.

Artigo 90.º

Potência contratada

A potência contratada a faturar na tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é determinada de acordo com o estabelecido no presente Regulamento.

Secção XV

Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 91.º

Objeto

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 atividade de Compra e Venda do agente comercial e da atividade 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 pelos operadores das redes de distribuição, relativos à Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, à Gestão Global do Sistema, ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários, entre outros.

Artigo 92.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por duas parcelas 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 19:

- a) Preços da energia ativa da parcela I, definidos em Euros por kWh.
- b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por dia.
- c) Preços da energia ativa 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 164.º.



- 4 - Os preços de energia ativa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual 20,7 kVA.
- 5 - Os preços da energia ativa são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.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 V do presente capítulo.
- 7 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII 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 7.1 do Artigo 34.º.

QUADRO 19 - 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 ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio

Artigo 93.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 fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 20.
- 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 20.



QUADRO 20 - 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
AT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD
MT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD
BTE	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD
BTN (3)	3	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	X	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 94.º

Potência contratada e energia ativa a faturar

A potência contratada e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.



Secção XVI
Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 95.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica 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 elétrica.

Artigo 96.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 a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, 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 ativa referidos na alínea c) do n.º 2 - são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.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 V do presente capítulo.

6 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII do presente capítulo.

7 - Nas entradas na RNT e na RND aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 7.1 do Artigo 34.º, considerando-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

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 7.1 do Artigo 34.º.

9 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa capacitiva.
- b) Preços da energia reativa indutiva.

10 - A energia reativa associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição é faturada às entregas em clientes em MAT.



Artigo 97.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 fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.
- 3 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.
- 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 21, em preços de energia ativa 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 21.

QUADRO 21 - 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
MT	4	-	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	x		x		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

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



-	Não aplicável
x	Aplicável
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 98.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Secção XVII

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 99.º

Objeto

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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 100.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 dia.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por dia.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.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 V do presente capítulo.



4 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII do presente capítulo.

5 - Os preços da energia reativa são discriminados, para cada tarifa, em:

- a) Preços da energia reativa capacitiva.
- b) Preços da energia reativa indutiva.

Artigo 101.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 100.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 reativa associada a esta tarifa é faturada a clientes em AT.

Artigo 102.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 fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.
- 2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.
- 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 ativa 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 22.

QUADRO 22 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT NOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT								Aplicação
		TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	
URD _{AT}	4	x	x	x	x	x	x	x	x	-
AT	4	x	x	x	x	x	x	x	x	Entregas ORD
MT	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR



BTN (2)	2	-	-	x	x	-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

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

- Não aplicável

x Aplicável

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio

TWrc Preço da energia reativa capacitiva

TWri Preço da energia reativa indutiva

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 103.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 100.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 reativa associada a esta tarifa é faturada a clientes em MT.

Artigo 104.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 fatores 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, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.

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 ativa nos períodos horários de:

- Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
- Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
- 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.

QUADRO 23 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT NO NÍVEL DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT

Tarifas	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT								Aplicação
		TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	
URD _{MT}	4	x	x	x	x	x	x	x	x	-
MT	4	x	x	x	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	x		x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x				-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

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

- Não aplicável

x Aplicável

TPc Preço da potência contratada

TPp Preço da potência em horas de ponta

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias



TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 105.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 100.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 preço de potência contratada e em preços de energia ativa 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 23.

Artigo 106.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Secção XVIII

Tarifas de Comercialização

Artigo 107.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos a recuperar na atividade de Comercialização.

Artigo 108.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 MT.
 - b) Tarifa de Comercialização em BTE.
 - c) Tarifa de Comercialização em BTN.
- 2 - As tarifas de Comercialização são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.
 - b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.



- 3 - Os preços da energia ativa não são discriminados por período tarifário.

Secção XIX

Tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores

Artigo 109.º

Objeto

A presente Secção estabelece as seguintes tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores:

- a) Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.
- b) Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

Artigo 110.º

Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA

1 - A tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, a aplicar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, é composta por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.

2 - Os preços da Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, para aprovisionamento dos CEME na região autónoma, resultam da soma dos preços:

- a) Da tarifa de Energia, referida no n.º 6 -do Artigo 36.º, aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária;
- b) Da tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, referida no n.º 4 - do Artigo 36.º, convertida para preços de energia por período horário.

3 - As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica na RAA devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica na RAA.

Artigo 111.º

Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM

1 - A tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, a aplicar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, é composta por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.

2 - Os preços da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, para aprovisionamento dos CEME para carregamentos na região autónoma, resultam da soma dos preços:

- a) Da tarifa de Energia, referida no n.º 6 -do Artigo 37.º, aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária;
- b) Da tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, referida no n.º 4 - do Artigo 37.º, convertida para preços de energia por período horário.

3 - As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica na RAM devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica na RAM.

Capítulo IV

Proveitos das atividades reguladas

Secção I

Proveitos do Agente Comercial

Artigo 112.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica são dados pela seguinte expressão:

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

em que:

$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{S}CAE_{CVEE,t}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t
$\tilde{C}f_{CVEE,t}$	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{S}_{CVEE,t}$	Diferencial de custo resultante da otimização de recursos à disposição do Agente Comercial, que não estejam associados à aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t
$\Delta\tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC}$	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-1 a incorporar no ano t
$\Delta R_{CVEE,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

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

2 - O diferencial de custo ($\tilde{S}CAE_{CVEE,t}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}CAE_{CVEE,t} = \tilde{C}CAE_{CVEE,t} + \tilde{O}CAE_{CVEE,t} - \tilde{P}CAE_{CVEE,t} \quad (3)$$

em que:

$\tilde{C}CAE_{CVEE,t}$	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t
$\tilde{O}CAE_{CVEE,t}$	Outros custos previstos para o ano t
$\tilde{P}CAE_{CVEE,t}$	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t, nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

3 - Os custos de funcionamento ($\tilde{C}f_{CVVEE,t}$) são calculados de acordo com a seguinte expressão:

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

em que:

$\tilde{C}_{CVVEE,t}$	Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{CVVEE,t}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}ct_{CVVEE,t}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{CVVEE,t}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

5 - O diferencial de custo ($\tilde{S}_{CVVEE,t}$) é calculado pela diferença entre o custo dos recursos à disposição do Agente Comercial, que não estejam associados à aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, e os proveitos associados à vendas dos mesmos, sendo incluídos neste cálculo os custos incorridos pelo Agente Comercial que forem aceites pela ERSE para a otimização desta parcela.

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

$$\Delta\tilde{R}_{CVVEE,t-1}^{AC} = \left[\tilde{R}_{CVVEE,t-1}^{AC} - \left(\tilde{R}_{CVVEE,t-1}^{AC} + \tilde{I}_{CAE,t-1} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (5)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVVEE,t-1}^{AC}$	Proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, estimados para o ano t-1
$\tilde{R}_{CVVEE,t-1}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (2), excluindo a parcela dos custos de funcionamento
$\tilde{I}_{CAE,t-1}$	Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, estimados para o ano t-1
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

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

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

em que:

$R_{CVVEE,t-2}^{AC}$	Proveitos obtidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t-2
----------------------	---

$R_{CVVE,t-2}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-2, determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (2), excluindo a parcela dos custos de funcionamento
$I_{CAE,t-2}$	Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\widetilde{\Delta R}_{CVVE,prov}^{AC}$	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 $(\widetilde{\Delta R}_{CVVE,t-1}^{AC})$
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção II

Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador

Artigo 113.º

Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_{OMC,t}^{OLMC} = \widetilde{Am}_{OMC,t} + \widetilde{Act}_{OMC,t} \times \frac{r_{OMC}}{100} + \widetilde{C}_{OMC,t} - \widetilde{S}_{OMC,t} - \Delta R_{OMC,t-2}^{OLMC} \quad (7)$$

em que:

$\widetilde{R}_{OMC,t}^{OLMC}$	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano t
$\widetilde{Am}_{OMC,t}$	Amortização do ativo fixo afeto a esta atividade para o setor elétrico, deduzida da amortização do ativo participado, previsto para o ano t
$\widetilde{Act}_{OMC,t}$	Valor médio do ativo fixo afeto a esta atividade para o setor elétrico, 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_{OMC}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade para o setor elétrico, em percentagem
$\widetilde{C}_{OMC,t}$	Custos de exploração afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t
$\widetilde{S}_{OMC,t}$	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t
$\Delta R_{OMC,t-2}^{OLMC}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2.

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

2 - Os ativos fixos líquidos de amortizações e participações ($\tilde{A}_{t,OMC,t}$), referidos no número anterior, correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{OMC,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{OMC,t} = \begin{cases} FC_{OMC,t} + \sum_i VC_{OMC,i,t} \times \tilde{DC}_{OMC,i,t} & t = 1 \\ FC_{OMC,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{OMC}}{100}\right) + \sum_i VC_{OMC,i,t-1} \times \\ \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{OMC}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{OMC,i,t} & t > 1 \end{cases} \quad (8)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
$FC_{OMC,t}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t
$VC_{OMC,i,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t
$\tilde{DC}_{OMC,i,t}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
X_{FC}^{OMC}	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, em percentagem
$X_{VC_i}^{OMC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, em percentagem.

4 - O ajustamento ($\Delta R_{OMC,t-2}^{OLMC}$) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{OMC,t-2}^{OLMC} = (R_{OMC,t-2}^{OLMC} - R_{OMC,t-2}^{OLMC}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (9)$$

em que:

$R_{OMC,t-2}^{OLMC}$	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
$R_{OMC,t-2}^{OLMC}$	Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, calculados de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	Spread no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção III**Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental**

Artigo 114.º

Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema

Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T - \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC} \quad (10)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^T$	Proveitos permitidos da atividade 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 115.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 116.º
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 112.º.

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

Artigo 115.º

Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \tilde{C}E_{GS,t} + \tilde{C}C_{GS,t} + \tilde{C}S_{GS,t} + ZC_{GS,t} + \tilde{I}tr_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (11)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}E_{GS,t}$	Custos de exploração (exclui amortizações) afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}C_{GS,t}$	Custos com capital afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t
$ZC_{GS,t}$	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\tilde{C}S_{GS,t}$	Custos excepcionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral, previstos para o ano t
$\tilde{I}tr_{GS,t}$	Encargos com contratos de interruptibilidade, 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 custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

3 - Os custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, previstos pela ERSE, são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}E_{GS,t} = \begin{cases} CEE_{GS,t} + AC_{GS,t-1} & t = 1 \\ CEE_{GS,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{CEGS}}{100}\right) + AC_{GS,t-1} & t > 1 \end{cases} \quad (12)$$

em que:

t Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados

$CEE_{GS,t}$ Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t

$AC_{GS,t-1}$ Acréscimo de custos de exploração ocorridos posteriormente à definição dos custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, condicionados a aceitação, após justificação fundamentada, referentes ao ano t-1

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

X_{CEGS} Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem.

4 - Os custos com capital ($\tilde{C}C_{GS,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GS,t} = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} - \tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX} \quad (13)$$

em que:

$\tilde{A}m_{GS,t}$ Amortizações dos ativos fixos afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t

$\tilde{A}ct_{GS,t}$ Valor médio dos ativos fixos afetos à 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

$r_{GS,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

$\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX}$ Parcela a deduzir ao CAPEX, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t

5 - A parcela a deduzir ao CAPEX ($\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX} = \sum_i \tilde{A}ctNAcete_{GS,t_i} \times \frac{\tilde{r}_{GS,t}^{cp}}{100} \times (1-G) \times \tilde{k}_{GS,t} \quad (14)$$

em que:

i	Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t
$\tilde{\text{ActNAceite}}_{\text{GS},t_i}$	Valor médio do ativo fixo i , entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t , líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t
$r_{\text{GS},t}^{\text{cp}}$	Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação
G	Rácio de endividamento (<i>gearing</i>) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade
$\tilde{k}_{\text{GS},t_i}$	Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t

6 - Os encargos com contratos de interruptibilidade ($\tilde{\text{Itr}}_{\text{GS},t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{\text{Itr}}_{\text{GS},t} = \tilde{\text{Itr}}_{t,t} + \tilde{\text{Itr}}_{\text{II},t-1} \times \frac{(1+r_{\text{tr,II}})}{100} \quad (15)$$

em que:

$\tilde{\text{Itr}}_{t,t}$	Encargos com contratos de interruptibilidade nos termos do Artigo 33.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, previstos para o ano t
$\tilde{\text{Itr}}_{\text{II},t-1}$	Encargos com contratos de interruptibilidade, do ano $t-1$, de acordo com a legislação em vigor
$r_{\text{tr,II}}$	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem.

7 - O ajustamento ($\Delta R_{\text{GS},t-2}^T$) previsto na expressão (11) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{\text{GS},t-2}^T = [R_{\text{UGS},t-2}^T - (R_{\text{GS},t-2}^T - RP_{\text{GS},t-2}^T)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (16)$$

em que:

$R_{\text{UGS},t-2}^T$	Valor faturado por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$
$R_{\text{GS},t-2}^T$	Custo de gestão do sistema calculados em $t-1$ de acordo com a expressão (11), com base nos valores verificados em $t-2$
$RP_{\text{GS},t-2}^T$	Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no ano $t-2$, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano $t-2$
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano $t-2$, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 116.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 pelas seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T + \tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + AdC_{Pol,t} + \quad (17)$$

$$+ \tilde{O}C_{Pol,t} + \tilde{E}C_{Pol,t} + \tilde{E}O_{Pol,t} + \tilde{R}_{GP,t}^T - \Delta R_{Pol,t-2}^T \quad (18)$$

$$\tilde{R}_{r_{Pol,t}}^T = \tilde{R}_{Pol,t}^T - MSPOL_{POL,t}^T$$

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

$\tilde{R}_{C_{VEE,t}}^{AC}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 112.º

$\tilde{T}er_{Pol,t}$ Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\tilde{R}EG_{GS,t}$ Custos com a ERSE previstos para o ano t

$AdC_{Pol,t}$ Transferências para a Autoridade da Concorrência, no ano t

$\tilde{O}C_{Pol,t}$ Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t

$\tilde{E}C_{Pol,t}$ Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, previstos para o ano t, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente capítulo

$\tilde{E}O_{Pol,t}$ Custos com a concessionária da Zona Piloto, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{GP,t}^T$ Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência calculados de acordo com a legislação em vigor

$\Delta R_{Pol,t-2}^T$ 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

$\tilde{R}_{r_{Pol,t}}^T$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t a recuperar pela aplicação da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte

$MSPOL_{POL,t}^T$ Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor.

2 - O custo com a convergência tarifária da RAA ($\tilde{R}AA_{Pol,t}$) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (19)$$

em que:

$\tilde{S}A_t^{AGS}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão (122) do Artigo 139.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (123) do Artigo 139.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo a expressão (124) do Artigo 139.º, previsto para o ano t

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

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C \quad (20)$$

em que:

$\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão (143) do Artigo 146.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (144) do Artigo 146.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (145) do Artigo 146.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:

$$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T = \left[\left(\frac{\tilde{R}AA_{Pol,t-1} + \tilde{R}AM_{Pol,t-1}}{\tilde{R}_{Pol,t-1}^T} \right) \times \tilde{R}fW_{UGS\ 2,t-1}^T - \tilde{R}AA_{Pol,t-1} - \tilde{R}AM_{Pol,t-1} \right] \times \left(1 + \frac{^iE_{t-1} + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (21)$$

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

$\tilde{R}fW_{UGS\ 2,t-1}^T$ Valor previsto dos proveitos faturados 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 doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - A parcela associada aos terrenos ($\tilde{T}er_{Pol,t}$) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t} = \tilde{T}er_{Pol\ DPH,t} + \tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t} \quad (22)$$

em que:

$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}$ Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t}$ Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica, previstas para o ano t.

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

$$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t} = \tilde{A}m_{Pol\ DPH,t}^{Ter} + \tilde{A}ct_{Pol\ DPH,t}^{Ter} \times \frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (23)$$

em que:

$\tilde{A}m_{Pol\ DPH,t}^{Ter}$ Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{Pol\ DPH,t}^{Ter}$ Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{Pol,t}^{Ter}$ Taxa de remuneração determinada de acordo com a legislação em vigor.

6 - Os custos com a ERSE afetos ao setor elétrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

7 - Os custos com a concessionária da Zona Piloto ($\tilde{E}O_{Pol,t}$) são determinados pela seguinte expressão:

$$\tilde{E}O_{Pol,t} = \tilde{A}m_{EO,t-1} + \tilde{A}ct_{EO,t-1} \times \frac{r_{EO,t-1}}{100} + \tilde{C}E_{EO,t-1} - S_{EO,t-2} - \Delta E_{O_{Pol,t-2}} \quad (24)$$

em que:

$\tilde{A}m_{EO,t-1}$ Amortização dos ativos fixos, líquidos das amortizações do imobilizado participativo, afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, no ano t-1

$\tilde{A}ct_{EO,t-1}$ Valor médio dos ativos fixos afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidos das amortizações e participações, no ano t-1

$r_{EO,t-1}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidas de amortizações e participações, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem

$\tilde{C}E_{EO,t-1}$ Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1

$S_{EO,t-2}$ Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2.



$\Delta E O_{Pol, t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto, tendo em conta os valores ocorridos em t-2

8 - O ajustamento ($\Delta E O_{Pol, t-2}$) previsto na expressão (24) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta E O_{Pol, t-2} = (RfEO_{Pol, t-2} - REO_{Pol, t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (25)$$

em que:

$RfEO_{Pol, t-2}$ Valor recuperado pela concessionária da Zona Piloto com base nos valores previstos no ano t-2

$REO_{Pol, t-2}$ Custo da concessionária da Zona Piloto calculados em t-1 de acordo com a expressão (24), com base nos valores verificados em t-2

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} Spread no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

9 - O ajustamento ($\Delta R_{Pol, t-2}^T$) previsto na expressão (18) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{Pol, t-2}^T = \left[(RfW_{UGS2, t-2}^T + MSPOL_{POL, t-2}^T - R_{Pol, t-2}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta RA_{Pol, prov}^T \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (26)$$

em que:

$RfW_{UGS2, t-2}^T$ Valor faturado, no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

$MSPOL_{POL, t-2}^T$ Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor, transferidas no ano t-2

$R_{Pol, t-2}^T$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados em t-1 de acordo com a expressão (18), com base nos valores verificados em t-2

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta RA_{Pol, prov}^T$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a expressão (21) incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor ($\Delta \tilde{R}A_{Pol, t-1}^T$)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 117.º

Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC são calculados de acordo com o Artigo 165.º.

Artigo 118.º

Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = FC_{URT,t} + \sum_i (VC_{iURT,t} \times \tilde{DC}_{iURT,t}) - RPart_{URT,t} + Z_{URT,t} + IMDT_{URT,t} + \tilde{TSO}_{URT,t} - \Delta R_{URT,t-2}^T \quad (27)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$FC_{URT,t}$	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t
i	Indutor de custo
$VC_{iURT,t}$	Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t
$\tilde{DC}_{iURT,t}$	Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, do ano t
$RPart_{URT,t}$	Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior
$Z_{URT,t}$	Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência
$IMDT_{URT,t}$	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, afeto à função do operador da RNT, previsto para o ano t, de acordo com a Secção XV-A do presente capítulo
$\tilde{TSO}_{URT,t}$	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano t
$\Delta R_{URT,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

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

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Transporte, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($FC_{URT,t}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URT,t} = \begin{cases} FC_{URT,1} \\ FC_{URT,1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{E-1} - X_{FC_{URT}}}{100}\right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (28)$$

em que:

$FC_{URT,1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
--------------	---

$FC_{URT,t-1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
X_{FCURT}	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Transporte, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($VC_{iURT,t}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURT,t} = \begin{cases} VC_{iURT,1} & \text{para } t=1 \\ VC_{iURT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VCURT}}{100}\right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (29)$$

em que:

$VC_{iURT,1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$VC_{iURT,t-1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
X_{VCURT}	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem.

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (28) e (29) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{URT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{URT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URT,PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URT,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t-1} \left(1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100}\right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (30)$$

em que:

T	Ano do período de regulação
N	Número de anos do período de regulação
$DIF_{URT,PRant}$	Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior

i_{a-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação.

δ_{a-1} *Spread*, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Transporte de Energia Elétrica, $DIF_{URT, PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URT, PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URT, PRant} \leq \delta_{URT}^{MOD} \\ DIF_{URT, PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URT, PRant} < -\delta_{URT}^{MOD} \text{ ou } \delta_{URT}^{MOD} < \Delta RoR_{URT, PRant} \leq \delta_{URT}^{EXT} \\ DIF_{URT, PRant}^{MOD} + DIF_{URT, PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT, PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URT, PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (31)$$

$$\Delta RoR_{URT, PRant} = RoR_{TOTEX, URT, PRant} - r_{URT, PRant} \quad (32)$$

em que:

$\Delta RoR_{URT, PRant}$ Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos

$RoR_{TOTEX, URT, PRant}$ Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Transporte de Energia Elétrica verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais, em percentagem

$r_{URT, PRant}$ Média das taxas de remuneração anuais dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período de regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos a custos reais e a custos de referência, da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período de regulação anterior, em percentagem

$DIF_{URT, PRant}^{MOD}$ Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIF_{URT, PRant}^{EXT}$ Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade

δ_{URT}^{MOD} *Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

δ_{URT}^{EXT} *Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF_{URT, PRant}^{MOD}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URT, PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[\left(Act_{URT, k} \times DIF_{RoR_{URT, PRant}^{MOD}} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (33)$$

$$DIFRoR_{URT,PRant}^{MOD} = \begin{cases} \delta_{URT}^{MOD} - \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} + \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{MOD} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} - \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } \delta_{URT}^{MOD} < \Delta RoR_{URT,PRant} \leq \delta_{URT}^{EXT} \\ \delta_{URT}^{EXT} - \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (34)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URT,PRant}^{MOD}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta RoR_{URT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
δ_{URT}^{MOD}	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica
δ_{URT}^{EXT}	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF_{URT,PRant}^{EXT}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[(Act_{URT,k} \times DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (35)$$

$$DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URT,PRant} + \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} - \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (36)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade



$\Delta RoR_{URT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
δ_{URT}^{EXT}	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

9 - O ajustamento ($\Delta R_{URT,t-2}^T$) previsto na expressão (27) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = (R_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T + GCI_{URT,t-2} + CQS_{URT,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (37)$$

em que:

$R_{URT,t-2}^T$	Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2
$R_{URT,t-2}^T$	Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica calculados em t-1, de acordo com a expressão (27), com base nos valores verificados em t-2
$GCI_{URT,t-2}$	Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2
$CQS_{URT,t-2}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

10 - O proveito ($GCI_{URT,t-2}$) corresponde ao saldo remanescente da aplicação das receitas associadas ao Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha nas seguintes rubricas, previstas no RARI:

- Compensação económica aos agentes de mercado detentores dos direitos físicos da capacidade libertada para o mercado diário.
- Compensação económica ao sistema elétrico importador pela energia não exportada em consequência da redução da capacidade de interligação.
- Cobertura de custos associados a ações coordenadas de balanço e ações de redespacho.
- Investimentos na rede de transporte destinados a manter ou reforçar a capacidade de interligação.

Secção IV

Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 119.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVAT,t}^D = \tilde{R}_{UGS,t}^D + \tilde{R}_{URT,t}^D + \tilde{R}_{OLMC,t}^D \quad (38)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVAT,t}^D$ Proveitos permitidos da atividade 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 (39) do Artigo 120.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 (51) do Artigo 123.º

$\tilde{R}_{OLMC,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (53) do Artigo 124.º

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

Artigo 120.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 de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \tilde{R}_{UGS1,t}^D + \tilde{R}_{UGS2,t}^D + \tilde{R}_{UGS3,t}^D \quad (39)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^D$ 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

$\tilde{R}_{UGS1,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS3,t}^D$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 121.º

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

2 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \tilde{R}_{GS,t}^T - \Delta_{UGS1,t-2}^D \quad (40)$$

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 (11) do Artigo 115.º

$\Delta_{UGS1,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

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

$$\Delta_{UGS1,t-2}^D = [R_{UGS1,t-2}^D - (R_{UGS1,t-2}^T - \Delta_{UGS1,t-4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (41)$$

em que:

$R_{UGS1,t-2}^D$ 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

$R_{UGS1,t-2}^T$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta_{UGS1,t-4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

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:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}P_{UGS2,t}^D \quad (42)$$

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 definidos de acordo com o Artigo 122.º

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:

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2} - \Delta W_{UGS2,t-2}^D + Est_{Pol,t} + \tilde{E}xt_{CUR,t}^{TVCF} + S_{CUR,t}^{TVCF} \quad (43)$$

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, calculados de acordo com a expressão (17) do Artigo 116.º
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 128.º
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 128.º
$\Delta W_{UGS2,t-2}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.
$Est_{Pol,t}$	Valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária
$\tilde{E}xt_{CUR,t}^{TVCF}$	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 132.º a repercutir nos respetivos níveis de tensão
$S_{CUR,t}^{TVCF}$	Sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes, previsto para o ano t calculado de acordo com o Artigo 133.º a repercutir nos respetivos níveis de tensão.

6 - O valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária é dado pela seguinte expressão:

$$Est_{Pol,t} = -C_{CVEE,t}^{Sust} + Est_t^E + Est_{Pol,t}^{CIEG} \quad (44)$$

em que:

$C_{CVEE,t}^{Sust}$	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente
Est_t^E	Repercussão nas tarifas elétricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente
$Est_{Pol,t}^{CIEG}$	Repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.

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

$$\Delta W_{UGS2,t-2}^D = \left[RfW_{UGS2,t-2}^D + C_{UGS2,t-2}^W - \left(RfW_{UGS2,t-2}^T + SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1} + SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2} - \left(-\Delta W_{UGS2,t-4}^D + Est_{P0,t-2} + \frac{TVCF}{Ext_{CUR,t-2} + S_{CUR,t-2}^{TVCF}} \right) \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (45)$$

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
$C_{UGS2,t-2}^W$	Medidas de compensação aos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t-2
$RfW_{UGS2,t-2}^T$	Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$\Delta W_{UGS2,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$Est_{P0,t-2}$	Valor a repercutir nas tarifas, no ano t-2, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$Ext_{CUR,t-2}^{TVCF}$	Montante transferido no ano t-2 do diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE e BTN
$S_{CUR,t-2}^{TVCF}$	Sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes, transferido pelo comercializador de último recurso no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 121.º

Custos com a aplicação da tarifa social

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema de acordo com o estabelecido no RRC.

3 - O operador da rede de transporte transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição o montante total recebido dos centros electroprodutores.

4 - O montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano t , é dado pela expressão:

$$\bar{R}_{UGS3,t}^D = \tilde{s}_{soc}^C_{Pol,t} - \Delta_{UGS3,t-1}^D - \Delta_{UGS3,t-2}^D \quad (46)$$

em que:

$\bar{R}_{UGS3,t}^D$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{s}_{soc}^C_{Pol,t}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta_{UGS3,t-1}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-1$, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\Delta_{UGS3,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

5 - O ajustamento ($\Delta_{UGS3,t-1}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS3,t-1}^D = [R_{UGS3,t-1}^D - R_{UGS3,t-1}^D] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (47)$$

em que:

$R_{UGS3,t-1}^D$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social em $t-1$

$R_{UGS3,t-1}^D$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-1$ acrescido dos ajustamentos de $t-4$

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$

δ_{t-1} *Spread* no ano $t-1$, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta_{UGS3,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS3,t-2}^D = \left[(R_{UGS3,t-2}^D - R_{UGS3,t-2}^D) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{UGS3,t-1}^D \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (48)$$

em que:

$R_{UGS3,t-2}^D$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social em $t-2$

$R_{UGS3,t-2}^D$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$ acrescido dos ajustamentos de $t-4$



i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta_{UGS3,t-1}^D$	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 122.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:

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = P_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} - C_{UGS2,t-2}^P \quad (49)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (50)$$

em que:

$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D$	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
$P_{CMEC,t}$	Parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para o ano t
$\tilde{P}A_{CMEC,t}$	Componente de alisamento dos CMEC, para o ano t
$C_{UGS2,t-2}^P$	Medidas de compensação relativas aos preços de potência da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t-2
$PF_{CMEC,t}$	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, na redação vigente, para o ano t
$PA_{CMEC,t}$	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, na redação vigente, para o ano t
$CP_{CMEC,t}$	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, na redação vigente, para o ano t.

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

2 - Sem prejuízo do referido no número seguinte, a componente de alisamento dos CMEC corresponde a aplicação a partir de janeiro do ano t da estimativa dos custos com os CMEC não constantes da parcela de Acerto e da parcela Fixa referentes ao ano t.



3 - Aquando da revisão da tarifa de UGS, nos termos definido no Artigo 11.º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, o saldo positivo ou negativo dos montantes recebidos ou pagos pelo ORD por aplicação da componente de alisamento, $(\tilde{P}_{A_{CMEC,t}})$, é devolvido nos restantes meses do ano, sendo para o efeito recalculada a componente de alisamento dos CMEC.

4 - A componente de alisamento dos CMEC não tem qualquer implicação no cálculo e cobrança da parcela de Acerto definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT.

5 - A compensação relativa aos preços de potência da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema $(C_{UGS2,t+2}^P)$ é considerada no cálculo das tarifas do ano t com base nos valores reais apurados para o ano t-2, acrescida de juros à taxa definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para a componente de revisibilidade anual.

Artigo 123.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^D = \tilde{R}_{URT,t}^T - \Delta R_{URT,t+2}^D \quad (51)$$

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 atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (27) do Artigo 118.º

$\Delta R_{URT,t+2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

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

2 - O ajustamento $(\Delta R_{URT,t+2}^D)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t+2}^D = [R_{URT,t+2}^D - (R_{URT,t+2}^T - \Delta_{URT,t+4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (52)$$

em que:

$R_{URT,t+2}^D$ 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 faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\Delta_{URT,t+4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} Spread no ano t-2, em pontos percentuais



i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 124.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{OLMC,t}^D = \tilde{R}_{OLMC,t}^{OLMC} - \Delta R_{OLMC,t-2}^D \quad (53)$$

em que:

$\tilde{R}_{OLMC,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{OLMC,t}^{OLMC}$ Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 113.º

$\Delta R_{OLMC,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes.

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

2 - O ajustamento ($\Delta R_{OLMC,t-2}^D$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{OLMC,t-2}^D = [R_{OLMC,t-2}^D - (R_{OLMC,t-2}^{OLMC} - \Delta_{OLMC,t-4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (54)$$

em que:

$R_{OLMC,t-2}^D$ Valor faturado pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

$R_{OLMC,t-2}^{OLMC}$ Proveitos faturados pelo operador Logístico de Mudança de Comercializador no ano t-2, por aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deste operador

$\Delta_{OLMC,t-4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} Spread no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 125.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e MT

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e MT, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URD,NT,t}^D = FC_{URD,NT,t} + \sum_i (VC_{i,URD,NT,t} \times \tilde{DC}_{i,URD,NT,t}) - RPart_{URD,NT,t} + Z_{URD,NT,t} - \Delta R_{URD,NT,t-2}^D \quad (55)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,NT,t}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e MT, previstos para o ano t
$FC_{URD,NT,t}$	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t
i	Indutor de custo
$VC_{i,URD,NT,t}$	Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t
$\tilde{DC}_{i,URD,NT,t}$	Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, do ano t
$RPart_{URD,NT,t}$	Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior
$Z_{URD,NT,t}$	Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\Delta R_{URD,NT,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-2.

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

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para os níveis de tensão de AT e de MT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($FC_{URD,NT,1}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,NT,t} = \begin{cases} FC_{URD,NT,1} \\ FC_{URD,NT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URD,NT}}}{100}\right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (56)$$

em que:

$FC_{URD,NT,1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$FC_{URD,NT,t-1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{FCURD,NT}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, em percentagem

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para os níveis de tensão de AT e de MT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($VC_{iURD,NT,t}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURD,NT,t} = \begin{cases} VC_{iURD,NT,t} & \\ VC_{iURD,NT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VCURD,NT}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (57)$$

em que:

$VC_{iURD,NT,t}$ Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$VC_{iURD,NT,t-1}$ Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano $t-1$

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE

$X_{VCURD,NT}$ Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, em percentagem.

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (56) e (57) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{iURD,NT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{iURD,NT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URD,NT,PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URD,NT,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t-1} \left(1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (58)$$

em que:

t Ano do período de regulação

N Número de anos do período de regulação

$DIF_{URD,NT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior

i_{a-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano $a-1$ do período de regulação

δ_{a-1} Spread, em pontos percentuais, no ano $a-1$ do período de regulação.

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT a partilhar, $DIF_{URD,NT,PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{MOD} \\ DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{MOD} \text{ ou } \delta_{URD,NT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{EXT} \\ DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD} + DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (59)$$

$$\Delta RoR_{URD,NT,PRant} = RoR_{TOTEX,URD,NT,PRant} - r_{URD,NT,PRant} \quad (60)$$

em que:

$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
$RoR_{TOTEX,URD,NT,PRant}$	Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais, em percentagem
$r_{URD,NT,PRant}$	Média das taxas de remuneração dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT no período de regulação anterior, em percentagem
$DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}$	Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade
$DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}$	Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT.

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[(Act_{URD,NT,k} \times DIF_{RoR_{URD,NT,PRant}}^{MOD}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (61)$$

$$DIF_{RoR_{URD,NT,PRant}}^{MOD} = \begin{cases} \delta_{URD,NT}^{MOD} - \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} + \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{MOD} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} - \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } \delta_{URD,NT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \delta_{URD,NT}^{EXT} - \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (62)$$

em que:

k Ano a avaliar do período de regulação anterior

N_{PRant} Número de anos do período de regulação anterior

$Act_{URD,NT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{MOD}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[(Act_{URD,NT,k} \times DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (63)$$

$$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,NT,PRant} + \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} - \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (64)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,NT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

9 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos, para o nível de tensão NT, fazem parte dos custos não sujeitos a metas de eficiência ($Z_{URD,NT,t}$), são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 191.º.

10 - O ajustamento ($\Delta R_{URD,NT,t-2}^D$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,NT,t-2}^D = \left[R_{URD,NT,t-2}^D - \left(R_{URD,NT,t-2}^D + PP_{URD,ATMT,t-2} + RQS_{URD,NT,t-2} - CQS_{URD,NT,t-2} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (65)$$

em que:

$R_{URD,NT,t-2}^D$	Proveitos faturados para os níveis de tensão de AT e de MT, resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2
$R_{URD,NT,t-2}^D$	Proveitos permitidos para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (55), com base nos valores verificados em t-2
$PP_{URD,ATMT,t-2}$	Parcela alocada aos níveis de tensão de AT e de MT do incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente capítulo
$RQS_{URD,NT,t-2}$	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço a aplicar em AT e MT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo
$CQS_{URD,NT,t-2}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço, para os níveis de tensão de AT e de MT, nos termos estabelecidos no RQS
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 126.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para o nível de tensão de BT

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URD,BT,t}^D = FC_{URD,BT,t} + \sum_i \left(VC_{iURD,BT,t} \times \tilde{DC}_{iURD,BT,t} \right) - RPart_{URD,BT,t} + \tilde{RC}_{URD,BT,t} + Z_{URD,BT,t} - \Delta R_{URD,BT,t-2}^D \quad (66)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,BT,t}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, previstos para o ano t
$FC_{URD,BT,t}$	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t
i	Indutor de custo

$VC_{iURD,BT,t}$	Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t
$\tilde{D}C_{iURD,BT,t}$	Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, do ano t
$RPart_{URD,BT,t}$	Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior
$\tilde{R}C_{URD,BT,t}$	Custo com rendas de concessão a pagar aos municípios, para o nível de tensão de BT, previstos para o ano t
$Z_{URD,BT,t}$	Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\Delta R_{URD,BT,t-2}^D$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano $t-2$.

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

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para o nível de tensão de BT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($FC_{URD,BT,1}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,BT,t} = \begin{cases} FC_{URD,BT,1} & \text{para } t=1 \\ FC_{URD,BT,1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URD,BT}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (67)$$

em que:

$FC_{URD,BT,1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$FC_{URD,BT,t-1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano $t-1$
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
$X_{FC_{URD,BT}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem.

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para o nível de tensão de BT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($VC_{iURD,BT,1}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURD,BT,t} = \begin{cases} VC_{iURD,BT,1} & \text{para } t=1 \\ VC_{iURD,BT,1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URD,P,BT}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (68)$$

em que:

$VC_{iURD,BT,1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
------------------	--

$VC_{iURD,BT,t-1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{URD,P,BT}$	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem.

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (67) e (68) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{URD,BT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{URD,BT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URD,BT,PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URD,BT,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t-1} \left(1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (69)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
N	Número de anos do período de regulação
$DIF_{URD,BT,PRant}$	Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior
i_{a-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação
δ_{a-1}	Spread, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT a partilhar, $DIF_{URD,BT,PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URD,BT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta_{URD,BT}^{MOD} \\ DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,BT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{MOD} \text{ ou } \delta_{URD,BT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta_{URD,BT}^{EXT} \\ DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD} + DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta_{URD,BT}^{EXT} \end{cases} \quad (70)$$

$$\Delta RoR_{URD,BT,PRant} = RoR_{TOTEX,URD,BT,PRant} - r_{URD,BT,PRant} \quad (71)$$

em que:

$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
-----------------------------	--

$RoR_{TOTEX,URD,BT,PRant}$	Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais, em percentagem
$r_{URD,BT,PRant}$	Média das taxas de remuneração dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT no período de regulação anterior, em percentagem
$DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}$	Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade
$DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT}$	Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT.

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[(Act_{URD,BT,k} \times DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{MOD}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (72)$$

$$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{MOD} = \begin{cases} \delta_{URD,BT}^{MOD} - \delta_{URD,BT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} + \delta_{URD,BT}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,BT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{MOD} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} - \delta_{URD,BT}^{MOD}, & \text{se } \delta_{URD,BT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta_{URD,BT}^{EXT} \\ \delta_{URD,BT}^{EXT} - \delta_{URD,BT}^{MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta_{URD,BT}^{EXT} \end{cases} \quad (73)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,BT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{MOD}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT

$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[(Act_{URD,BT,k} \times DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (74)$$

$$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,BT,PRant} + \delta_{URD,BT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} - \delta_{URD,BT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta_{URD,BT}^{EXT} \end{cases} \quad (75)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,BT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
i_a^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

9 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos, para o nível de tensão BT, fazem parte dos custos não sujeitos a metas de eficiência ($Z_{URD,BT,t}$), são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 191.º.

10 - O ajustamento ($\Delta R_{URD,BT,t-2}^D$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,BT,t-2}^D = \left[R_{URD,BT,t-2}^D - \left(R_{URD,BT,t-2}^D + PP_{URD,BT,t-2} - CQS_{URD,BT,t-2} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (76)$$

em que:

$R_{URD,BT,t-2}^D$	Proveitos faturados, para o nível de tensão BT, resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2
--------------------	--



$R_{URD,BT,t-2}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (66), com base nos valores verificados em t-2
$PP_{URD,BT,t-2}$	Parcela alocada ao nível de tensão de BT, do incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente capítulo
$CQS_{URD,BT,t-2}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço, para o nível de tensão de BT, nos termos estabelecidos no RQS
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção V

Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 127.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CCEE,t}^{CR} = \tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR} + \tilde{R}_{E,t}^{CR} \quad (77)$$

em que:

$\tilde{R}_{CCEE,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 128.º.
$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 129.º.

Artigo 128.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} + \tilde{C}f_{CVPRE,t}^{CR} \quad (78)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t
----------------------------	--

$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previsto para o ano t
$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previsto para o ano t
$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{CR}$	Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial.

2 - O diferencial de custo ($\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} = \tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE1} - \tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE1} - \Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1} - \Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1} \quad (79)$$

$$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} = ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} - \tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} - CIEG_{PRE,t}^{Est} \quad (80)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Custos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t
$\tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Vendas de energia elétrica relativa à produção em regime especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstas para o ano t
$\tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Outros custos previstos para o ano t
$\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$	Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, no ano t-1 a incorporar no ano t
$\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1}$	Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, recalculado com base em valores reais
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Valor referente às parcelas determinadas no âmbito do mecanismo de alisamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t, definidos nas alíneas a) a d)
$\tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$CIEG_{PRE1,t}^{Est}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t , a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.

- a) O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t são sujeitos a uma repercussão nos termos do Artigo 73.ºA do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.
- b) A taxa de juro a aplicar ao mecanismo de alisamento de proveitos corresponde à taxa de remuneração cuja metodologia é definida de acordo com a legislação em vigor.
- c) A parcela de proveitos permitidos, resultante da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão dos diferenciais de custos é identificado como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos nos Artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.
- d) A diferença dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- e) O montante a que se refere a alínea anterior deve ser transferido pelo operador da rede de distribuição em valores mensais em regime de duodécimos no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.
- f) O ajustamento ($\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE1} = (SPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1} - \tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE1}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (81)$$

em que:

$SPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos recuperar em $t-1$ pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (80)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$

δ_{t-1} *Spread* no ano $t-1$, em pontos percentuais.

- g) O ajustamento ($\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1} = \left[\left(SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1} - \tilde{SPRE}_{CVPRE,t-2}^{PRE1} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE1} \quad (82)$$

em que:

$SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, recuperados em $t-2$ pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (80)
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE1}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$)
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

3 - O diferencial de custo ($\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} = \tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE2} - \tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2} + \tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE2} - \Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2} \quad (83)$$

$$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2} = ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} - \tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} - CIEG_{PRE2,t}^{Est} \quad (84)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Custos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t
$\tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Vendas de energia elétrica relativa à produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstas para o ano t.
$\tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Outros custos previstos para o ano t
$\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$	Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, no ano t-1 a incorporar no ano t
$\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$	Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, recalculado com base em valores reais
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Valor referente às parcelas determinadas no âmbito do mecanismo de alisamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t, definidos nas alíneas a) a d)

$\tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t, a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$CIEG_{PRE2,t}^{Est}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.

- O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t são sujeitos a uma repercussão nos termos do Artigo 73.ºA do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.
- A taxa de juro a aplicar ao mecanismo de alisamento de proveitos corresponde à taxa de remuneração cuja metodologia é definida de acordo com a legislação em vigor.
- A parcela de proveitos permitidos, resultante da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão dos diferenciais de custos é identificado como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos nos Artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.
- A diferença dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- O montante a que se refere a alínea anterior deve ser transferido pelo operador da rede de distribuição em valores mensais em regime de duodécimos no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.
- O saldo em dívida e respetivos juros são publicados pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- O ajustamento ($\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t+1}^{PRE2}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t+1}^{PRE2} = (SPRER_{CVPRE,t+1}^{PRE2} - \tilde{S}PRE_{CVPRE,t+1}^{PRE2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (85)$$

em que:

$SPRER_{CVPRE,t+1}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos recuperar em t-1 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t+1}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (84)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

- O ajustamento ($\Delta SPRE_{CVPRE,t+2}^{PRE2}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE_{CVPRE,t+2}^{PRE2} = \left[(SPRER_{CVPRE,t+2}^{PRE2} - \tilde{S}PRE_{CVPRE,t+2}^{PRE2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - SPRER_{CVPRE,prov}^{PRE2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (86)$$

em que:

$SPRER_{CVPRE,t+2}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, recuperados em t-2 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (84)
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE2}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a expressão (85) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$)
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

4 - Os custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, são calculados com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVPRE,t} + \tilde{A}m_{CVPRE,t} + \tilde{A}ct_{CVPRE,t} \times \frac{I_{CVPRE,t}^{CR}}{100} - \Delta C_{CVPRE,t-2}^{CR} \quad (87)$$
$$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{C}_{CVPRE,t}^{PRE2}$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPRE,t}$	Custos de exploração afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{CVPRE,t}$	Amortizações do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{CVPRE,t}$	Valor médio do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$I_{CVPRE,t}^{CR}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem
$\Delta C_{CVPRE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, com base nos valores ocorridos em t-2.
$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Custos de funcionamento afetos à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Custos de funcionamento afetos à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, na redação vigente, previstos para o ano t.

A repartição dos custos de funcionamento entre PRE1 e PRE2 é efetuada tendo em conta a proporção da energia adquirida a cada uma das produções.

Artigo 129.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \tilde{C}EE_{CVVE,t}^{CR} + \tilde{C}I_{CVVE,t}^{CR} - \Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{E,t}^{CR} \quad (88)$$

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \tilde{R}_{E,t}^{CR} + Energia_{Pol,t}^{Est} + C_{CVVE,t}^{Sust} \quad (89)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t
$\tilde{C}EE_{CVVE,t}^{CR}$	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
$\tilde{C}I_{CVVE,t}^{CR}$	Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t
$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t
$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, relativo ao ano t-2
$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t
$\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos para o ano t, a recuperar por aplicação da tarifa de energia
$Energia_{Pol,t}^{Est}$	Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente
$C_{CVVE,t}^{Sust}$	Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente.

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

2 - Os custos ($\tilde{C}EE_{CVVE,t}^{CR}$) previstos na expressão (88) são dados por:

$$\tilde{C}EE_{CVVE,t}^{CR} = CEE_{Prazo,t}^{Ref} + \tilde{P}r_t \times (\tilde{W}CVVE_t - WCVVE_{Prazo,t}^{Ref}) + \tilde{O}C_{CVVE,t}^{CR} \quad (90)$$

em que:

$CEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$	Custos com aquisição de energia elétrica, decorrente de contratação de futuros, definidos até 30 de setembro de t-1 nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamento complementar a publicar pela ERSE, para fornecimento aos clientes dos CUR no ano t
$\tilde{P}r_t$	Preço médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes dos CUR, previsto para o ano t
\widetilde{WCVEE}_t	Quantidade de energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes do CUR, prevista para o ano t
$WCVEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$	Quantidade de energia subjacente à definição do preço médio de referência, para fornecimento aos clientes do CUR no ano t
$\tilde{O}C_{\text{CVEE},t}^{\text{CR}}$	Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano t.

3 - Os custos ($CEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$) definidos na expressão (90) são dados por:

$$CEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}} = P_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}} \times WCVEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}} \quad (91)$$

em que:

$P_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$	Preço médio de referência para aquisição de energia elétrica através de contratação de futuros para fornecimento aos clientes dos CUR no ano t
-----------------------------------	--

4 - O preço médio de referência ($P_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$) que consta da expressão (90) é dado por aplicação do mecanismo eficiente de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$P_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}} = \sum_1^n W_i \times P_{r_i}^{\text{Ref}} \times (1+\gamma) \quad (92)$$

em que:

W_i	Proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação i , adquirida nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE, no total da energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes considerada na definição do preço médio de referência para o ano t
$P_{r_i}^{\text{Ref}}$	Preço médio da contratação i estabelecido nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t
γ	Parâmetro que reflete o prémio de risco decorrente da parcela $CEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$ da expressão (90) não ser ajustada.

5 - A proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação i (W_i) que consta da expressão (90) é calculada do seguinte modo:

$$W_i = \frac{WCVEE_{\text{Prazo},i}^{\text{Ref}}}{WCVEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}} \quad (93)$$



em que:

$WC_{VVEE,Prazo,i}^{Ref}$ Quantidade de energia elétrica relativa à contratação i , adquirida nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE.

6 - Os custos ($\tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR}$) previstos na expressão (88) são dados por:

$$\tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR} + \tilde{A}mf_{CVVEE,t} + \tilde{A}ctf_{CVVEE,t} \times \frac{I_{CVVEE,t}^{CR}}{100} \quad (94)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR}$ Custos de exploração afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{A}mf_{CVVEE,t}$ Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado participado, afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstas para o ano t

$\tilde{A}ctf_{CVVEE,t}$ Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previsto para o ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$I_{CVVEE,t}^{CR}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

7 - O ajustamento ($\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} = \left(\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \text{Energia}_{Pol,t-1}^{Est} - C_{CVVEE,t-1}^{Sust} - \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} \right) \times \left(1 + \frac{I_{E,t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (95)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, por aplicação da tarifa de Energia, no ano $t-1$

$\text{Energia}_{Pol,t-1}^{Est}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes estimados para o ano $t-1$, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente

$C_{CVVEE,t-1}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano $t-1$, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos no ano $t-1$, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (88)

$I_{E,t-1}^E$ Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$

δ_{t-1} *Spread* no ano $t-1$, em pontos percentuais.

8 - O ajustamento ($\Delta R_{E,t-2}^{CR}$) previsto na expressão (88) é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR} = \left[\left(R_{E,t-2}^{CR} - \text{Energia}_{\text{Pol},t-2}^{\text{Est}} - C_{\text{CVVE},t-2}^{\text{Sust}} - R_{E,t-2}^{CR} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{E,\text{prov}}^{CR} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (96)$$

em que:

$R_{E,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2
$\text{Energia}_{\text{Pol},t-2}^{\text{Est}}$	Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t-2, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente
$C_{\text{CVVE},t-2}^{\text{Sust}}$	Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-2, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na redação vigente
$R_{E,t-2}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, determinados com base nos valores ocorridos em t-2, calculados pela expressão (87)
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R_{E,\text{prov}}^{CR}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 7 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$)
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

9 - O desvio ($\Delta \text{TVCF}_{E,t}^{CR}$) é dado pela expressão:

$$\Delta \text{TVCF}_{E,t}^{CR} = \Delta_{t-2}^{\text{TVCF}} \quad (97)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{\text{TVCF}}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 175.º.
------------------------------	--

Artigo 130.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{\text{CVATD},t}^{CR} = \tilde{R}_{\text{UGS},t}^{CR} + \tilde{R}_{\text{URT},t}^{CR} + \tilde{R}_{\text{URD},t}^{CR} + \tilde{R}_{\text{OLMC},t}^{CR} \quad (98)$$



em que:

$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t
$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t
$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t.
$\tilde{R}_{OLMC,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t.

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

Artigo 131.º

Custos de referência da atividade de Comercialização

Anualmente são definidos os custos de referência da atividade de Comercialização, de acordo com o Artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

Artigo 132.º

Proveitos da atividade de Comercialização

1 - Os proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \tilde{R}_{C,NT,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR} \quad (99)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j, no ano t
$\tilde{R}_{C,NT,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em MT, calculados de acordo com a expressão (100),no ano t
$\tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE calculados com base no nível tarifário do ano anterior acrescido de um fator de atualização, no ano t
$\tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, calculados de acordo com a expressão (100) no ano t

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

2 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{RC,t}^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{RC,j,t}^{CR} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{C,j,t} + \tilde{A}ct_{C,j,t} \times \frac{r_{C,t}}{100} + \tilde{C}_{C,j,t} + Z_{C,j,t} - \Delta Rr_{RC,j,t-2}^{CR} \right) \quad (100)$$



em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão 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
$\tilde{A}m_{C,j,t}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{C,j,t}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, 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
$r_{C,t}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{C,j,t}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{C,j,t}$	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, relativa ao ano t-2.

3 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta do comercializador de último recurso.

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{C,j,t}$) aceites pela ERSE têm por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 131.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{C,j,t} = \begin{cases} F_{C,j,t} + \sum_i V_{C,i,j,t} \times \tilde{D}C_{i,j,t} + O_{C,j,t} & t = 1 \\ F_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,F,j,t}}{100}\right) + \sum_i V_{C,i,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,V,j,t}}{100}\right) \times \tilde{D}C_{i,j,t} + O_{C,j,t} & t > 1 \end{cases} \quad (101)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
j	Níveis de tensão
i	Indutor de custo

$FC_{i,j}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j
$V_{C,i,j,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j
$\tilde{D}_{C,i,j,t}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{C,F,i,t}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{C,V,i,t}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{C,j,t}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{C,j,t,2}^{CR}$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{C,j,t,2}^{CR} = (R_{C,j,t,2}^{CR} - R_{C,j,t,2}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t,2}^E + \delta_{t,2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (102)$$

em que:

$R_{C,j,t,2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2
$R_{C,j,t,2}^{CR}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, calculados com base nos valores verificados em t-2
$i_{t,2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t,2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, no ano t é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{Ex}_{CUR,j,t}^{TVCF} = \sum_j \left(\tilde{R}_{C,j,t}^{CR} - \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} - \Delta Ex_{CUR,j,t,2}^{TVCF} \right) \quad (103)$$



em que:

$\tilde{\text{Ex}}_{\text{CUR},j',t}^{\text{TVCF}}$	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , previsto para o ano t ,
j'	Níveis de tensão MT, BTE e BTN
$\tilde{\text{R}}_{\text{C},j',t}^{\text{CR}}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j' , previstos para o ano t , calculados de acordo com a expressão (100)
$\tilde{\text{R}}_{\text{C},j',t}^{\text{CR}}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j' , no ano t
$\Delta\text{Ex}_{\text{CUR},j',t-2}^{\text{TVCF}}$	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , do ano $t-2$.

7 - O diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, do ano $t-2$ ($\Delta\text{Ex}_{\text{CUR},j',t-2}^{\text{TVCF}}$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta\text{Ex}_{\text{CUR},j',t-2}^{\text{TVCF}} = \left(\text{Rf}_{\text{C},j',t-2}^{\text{CR}} + \tilde{\text{Ex}}_{\text{CUR},j',t-2}^{\text{TVCF}} - \text{Rf}_{\text{C},j',t-2}^{\text{CR}} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{\text{E}} + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{\text{E}} + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (104)$$

em que:

$\text{Rf}_{\text{C},j',t-2}^{\text{CR}}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j' , por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano $t-2$,
j'	Níveis de tensão MT, BTE e BTN
$\tilde{\text{Ex}}_{\text{CUR},j',t-2}^{\text{TVCF}}$	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MT, BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , previsto para o ano $t-2$
$\text{Rf}_{\text{C},j',t-2}^{\text{CR}}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j' , calculados com base nos valores verificados em $t-2$
i_{t-2}^{E}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano $t-2$
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano $t-2$, em pontos percentuais
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano $t-1$, em pontos percentuais.

8 - A rubrica relativa ao diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE inclui os montantes relativos aos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso de eletricidade, sem que aqueles tenham exercido o seu direito de crédito, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

Artigo 133.º

Sobreprojeito por aplicação da tarifa transitória

- 1 - A tarifa transitória aplica-se aos clientes finais nos termos do Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente.
- 2 - O montante de sobreprojeito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória aos clientes finais com consumos em MT e BTE é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição em prestações iguais e com periodicidade mensal.
- 3 - O montante previsional é ajustado dois anos depois com juros à taxa prevista neste Regulamento para os restantes ajustamentos do comercializador de último recurso.

Secção VI

Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 134.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

- 1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AAGS} = \tilde{C}_{SPA,t}^{AAGS} + \tilde{C}_{SIA,t}^{AAGS} + \tilde{A}m_t^{AAGS} + \tilde{A}ct_t^{AAGS} \times \frac{r_t^{AAGS}}{100} + \tilde{C}_t^{AAGS} + \tilde{C}mnt_t^{AAGS} + \tilde{C}omb_t^{AAGS} + \tilde{L}ubr_t^{AAGS} +$$

(105)

$$+ \tilde{O}_t^{AAGS} + Z_t^{AAGS} \times \left(1 + \frac{i_t^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{t-2}^{AAGS}$$

(106)

$$\tilde{R}r_t^{AAGS} = \tilde{R}_t^{AAGS} - \tilde{R}_{t, social,t}^{RAA}$$

em que:

\tilde{R}_t^{AAGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SPA,t}^{AAGS}$	Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SIA,t}^{AAGS}$	Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_t^{AAGS}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_t^{AAGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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^{AAGS}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
\tilde{C}_t^{AAGS}	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$\tilde{C}mnt_t^{AGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{C}omb_t^{AGS}$	Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{L}ubr_t^{AGS}$	Custos com lubrificantes e outros fluidos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
\tilde{O}_t^{AGS}	Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO ₂ , aceites pela ERSE, no ano t
Z_t^{AGS}	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
ΔR_{t-2}^{AGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano t-2
\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{t,social,t}^{RAA}$	Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 136.º.

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

2 - A nova capacidade de produção na Região Autónoma dos Açores deve ser atribuída através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que fixem como preço máximo para a aquisição dessa produção o valor mínimo entre o custo nivelado de produção da tecnologia em causa e o custo unitário médio de produção do sistema eletroprodutor onde a nova capacidade se ligará.

3 - Os custos associados à introdução de nova capacidade de produção poderão não ser aceites, sempre que o custo unitário no respetivo sistema eletroprodutor daí resultante seja superior ao custo unitário anterior à introdução dessa nova capacidade e a atribuição da mesma não siga o disposto no número anterior.

4 - O disposto nos números 2 - e 3 - não impede que sejam aceites, casuisticamente, custos de nova capacidade, quando os seus objetivos, custos e benefícios sejam devidamente expostos e justificados.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema 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}_t^{AGS}) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{AGS} = \begin{cases} FC_t^{AGS} + \sum_i VC_i^{AGS} \times \tilde{D}C_i^{AGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{AGS}}{100}\right) + \sum_i VC_{i,t-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{AGS}}{100}\right) \times \tilde{D}C_i^{AGS} & t > 1 \end{cases} \quad (107)$$



em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo $t=1$ o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
FC_t^{AGS}	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t
VC_i^{AGS}	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t
\bar{DC}_i^{AGS}	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
X_{FC}^{AGS}	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem
$X_{VC_i}^{AGS}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

4 - Os custos dos combustíveis consumidos na produção de energia elétrica ($\tilde{C}omb_t^{AGS}$) são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 135.º

5 - O ajustamento (ΔR_{t-2}^{AGS}) previsto na expressão (105) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{AGS} = \left[R_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{AGS} - \Delta_{t-2}^{TVCF} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (108)$$

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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 139.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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
R_{t-2}^{AGS}	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (105), com base em valores verificados em 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 178.º
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 135.º

Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos com os combustíveis decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{C}_{comb_t}^{AGS} = \sum_c \sum_k \tilde{C}_{comb_{c,t}}^{ref} \times \tilde{Q}Comb_{c,k,t}^A + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^A \quad (109)$$

em que:

$\tilde{C}_{comb_t}^{AGS}$	Custo com combustíveis a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t
c	Tipo de combustível c da RAA
k	Ilha k da RAA
$\tilde{C}_{comb_{c,t}}^{ref}$	Custo unitário do combustível c para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, acrescido de margem de comercialização, previsto para o ano t
$\tilde{Q}Comb_{c,k,t}^A$	Quantidade de combustível c a consumir na produção de energia elétrica, no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em unidades físicas
$\tilde{C}_{c,k,t}^A$	Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previsto para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c são fixados para o primeiro ano do período de regulação ($\tilde{C}_{c,k,1}^A$) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^A = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^A \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^A \times (1 - \tau_{c,t}^A) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (110)$$



em que:

$\tau_{c,t}^A$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma dos Açores, no ano t .

Artigo 136.º

Custos com a aplicação da tarifa social na RAA

- 1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social na RAA processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.
- 2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema de acordo com o estabelecido no RRC.
- 3 - O operador da rede de transporte do continente transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para a concessionária do transporte e distribuição da RAA o montante total recebido dos centros electroprodutores do continente.
- 4 - O montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do Continente decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano t , é dado pela expressão:

$$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAA}} = \tilde{S}_{\text{socPol},t}^{\text{RAA}} - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} - \Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} \quad (111)$$

em que:

$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAA}}$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do Continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}_{\text{socPol},t}^{\text{RAA}}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano $t-1$, por aplicação da tarifa social

$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano $t-2$, por aplicação da tarifa social.

- 5 - O ajustamento ($\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} = [R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} - R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (112)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente do valor previsto da tarifa social em $t-1$

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano $t-1$

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$

δ_{t-1} *Spread* no ano $t-1$, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} = \left[\left(R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} - R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (113)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente do valor previsto da tarifa social em t-2
$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 137.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{\text{AD}} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{\text{AD}} + \tilde{A}ct_{j,t}^{\text{AD}} \times \frac{r_t^{\text{AD}}}{100} - \tilde{D}_{\text{CAPEX},j,t}^{\text{AD}} + \tilde{C}_{j,t}^{\text{AD}} + Z_{j,t}^{\text{AD}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{\text{AD}} \right) \quad (114)$$

em que:

j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{\text{AD}}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{\text{AD}}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AD}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A,D}$	Parcela a deduzir ao CAPEX, por nível de tensão j, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t
$\tilde{C}_{j,t}^{A,D}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^{A,D}$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t,2}^{A,D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

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

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - A parcela a deduzir ao CAPEX ($\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A,D}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A,D} = \sum_i \tilde{ActNAceite}_{A_D,j,t,i} \times \frac{\tilde{r}_{cp,t}^{A,D}}{100} \times (1-G) \times \tilde{k}_{j,t,i}^{A,D} \quad (115)$$

com:

i Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t

em que:

$\tilde{ActNAceite}_{A_D,j,t,i}$ Valor médio do ativo fixo i, por nível de tensão j, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t

$\tilde{r}_{cp,t}^{A,D}$ Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação

G Rácio de endividamento (*gearing*) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade

$\tilde{k}_{j,t,i}^{A,D}$ Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), por nível de tensão j, a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t.

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{A,D}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{A,D} = \begin{cases} FC_{j,t}^{A,D} + \sum_i VC_{j,t,i}^{A,D} \times \tilde{DC}_{j,t,i}^{A,D} & t = 1 \\ FC_{j,t-1}^{A,D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FCj}^{A,D}}{100} \right) + \sum_i VC_{j,t-1,i}^{A,D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VCij}^{A,D}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{j,t,i}^{A,D} & t > 1 \end{cases} \quad (116)$$



em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$FC_{j,t}^{A^D}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$VC_{j,t}^{A^D}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}_{j,t}^{A^D}$	Valor previsto para o indutor i de custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC,j}^{A^D}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem
$X_{VC,i,j}^{A^D}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$) previsto na expressão (114) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D} = \left(R_{j,t-2}^{A^D} + SA_{j,t-2}^{A^D} + SRAA_{j,t-2}^{A^D} - R_{j,t-2}^{A^D} + CQS_{j,t-2}^{A^D} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (117)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{A^D}$	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
$SA_{j,t-2}^{A^D}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 139.º
$SRAA_{j,t-2}^{A^D}$	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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^{A^D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (114), com base em valores verificados em t-2
$CQS_{j,t-2}^{A^D}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS

i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 138.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{AC} + \tilde{A}ct_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{AC} + Z_{j,t}^{AC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (118)$$

em que:

j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{AC}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{AC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, 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^{AC}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{AC}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^{AC}$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

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

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{AC}$) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 131.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{AC} = \begin{cases} F_{j,t}^{AC} + \sum_i V_{ij,t}^{AC} \times \tilde{D}C_{ij,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & t=1 \\ F_{j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F_{j,t}}^{AC}}{100}\right) + \sum_i V_{ij,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V_{ij,t}}^{AC}}{100}\right) \times \tilde{D}C_{ij,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & t>1 \end{cases} \quad (119)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
i	Indutor de custo
$F_{j,t}^{AC}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$V_{ij,t}^{AC}$	Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{D}C_{ij,t}^{AC}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{F_{j,t}}^{AC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V_{ij,t}}^{AC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{j,t}^{AC}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j.

4 - A rubrica relativa aos montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, na atividade de Comercialização de Energia Elétrica, inclui os montantes relativos aos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso de eletricidade, sem que aqueles tenham exercido o seu direito de crédito, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{AC}$) previsto na expressão (118) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left(R_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^{AC} + SRAA_{j,t-2}^{AC} - R_{j,t-2}^{AC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (120)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos recuperados por aplicação da tarifa 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 139.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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^C$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (118), com base em valores verificados em t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 139.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (121)$$

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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica 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:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}T_t^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \quad (122)$$

em que:

$\tilde{R}T_t^{AGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (105) do Artigo 134.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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto ($\tilde{S}A_t^D$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AD} - \tilde{R}_{D,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^D \right) \quad (123)$$

em que:

- $\tilde{S}A_{j,t}^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t
- j Níveis de tensão AT/MT e BT
- $\tilde{R}_{j,t}^{AD}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (114) do Artigo 137.º
- $\tilde{R}_{D,j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto ($\tilde{S}A_t^C$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^C = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AC} - \tilde{R}_{C,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^C \right) \quad (124)$$

em que:

- $\tilde{S}A_{j,t}^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (118) do Artigo 138.º
- $\tilde{R}_{C,j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{R}AA_{j,t}^C$ 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 140.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema ($\tilde{R}AA_{Pol,t}$), no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuição da RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AA_{Pol,t} \quad (125)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VII

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 141.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{MAGS} = & \tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS} + \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} + \tilde{A}m_t^{MAGS} + \tilde{A}ct_t^{MAGS} \times \frac{I_t^{MAGS}}{100} + \tilde{C}_t^{MAGS} + \tilde{C}mnt_t^{MAGS} + \tilde{C}omb_t^{MAGS} + \\ & + \tilde{O}_t^{MAGS} + \text{Lubr}_t^{MAGS} + Z_t^{MAGS} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{t,2}^{MAGS} \end{aligned} \quad (126)$$

$$\tilde{R}_t^{MAGS} = \tilde{R}_t^{MAGS} - \tilde{R}_{t,social,t}^{RAM} \quad (127)$$

em que:

\tilde{R}_t^{MAGS} Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_t^{MAGS}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_t^{MAGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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 ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
\tilde{C}_t^{MAGS}	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{C}mnt_t^{MAGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{C}omb_t^{MAGS}$	Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{L}ubr_t^{MAGS}$	Custos com lubrificantes e outros fluidos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
\tilde{O}_t^{MAGS}	Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO ₂ , aceites pela ERSE, no ano t
Z_t^{MAGS}	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
ΔR_{t-2}^{MAGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano t-2
$\tilde{R}r_t^{MAGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{t,social,t}^{RAM}$	Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 143.º.

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

- 2 - A nova capacidade de produção na Região Autónoma da Madeira deve ser atribuída através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que fixem como preço máximo para a aquisição dessa produção o valor mínimo entre o custo nivelado de produção da tecnologia em causa e o custo unitário médio de produção do sistema eletroprodutor onde a nova capacidade se ligará.
- 3 - Os custos associados à introdução de nova capacidade de produção poderão não ser aceites, sempre que o custo unitário no respetivo sistema eletroprodutor daí resultante seja superior ao custo unitário anterior à introdução dessa nova capacidade, e a atribuição da mesma não siga o disposto no número anterior
- 4 - O disposto nos números 2 - e 3 - não impede que sejam aceites, casuisticamente, custos de nova capacidade, quando os seus objetivos, custos e benefícios sejam devidamente expostos e justificados.

5 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - Os custos de exploração (\tilde{C}_t^{MAGS}) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{MAGS} = \begin{cases} FC_t^{MAGS} + \sum_i VC_i^{MAGS} \times \tilde{DC}_i^{MAGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{MAGS}}{100}\right) + \sum_i VC_{i,t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{MAGS}}{100}\right) \times \tilde{DC}_i^{MAGS} & t > 1 \end{cases} \quad (128)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
I	Indutor de custo
FC_t^{MAGS}	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t
VC_i^{MAGS}	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t
\tilde{DC}_i^{MAGS}	Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
X_{FC}^{MAGS}	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem
$X_{VC_i}^{MAGS}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

7 - Os custos dos combustíveis consumidos na produção de energia elétrica ($\tilde{C}_{Comb}_t^{MAGS}$) são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 142.º

8 - O ajustamento (ΔR_{t-2}^{MAGS}) previsto na expressão (126) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{MAGS} = \left[R_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{MAGS} + SRAM_{t-2}^{MAGS} - \left(R_{t-2}^{MAGS} - \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (129)$$

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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 146.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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
R_{t-2}^{MAGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (126), com base em valores verificados em 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 181.º
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 142.º

Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos com os combustíveis decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{C}omb_t^{MAGS} = \sum_c \sum_k \tilde{C}omb_{c,t}^{ref} \times \tilde{Q}Comb_{c,k,t}^M + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^M \quad (130)$$

em que,

$\tilde{C}omb_t^{MAGS}$	Custo com combustíveis a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t
c	Tipo de combustível c da RAM
k	Ilha k da RAM
$\tilde{C}omb_{c,t}^{ref}$	Custo unitário do combustível c para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, acrescido de margem de comercialização, previsto para o ano t
$\tilde{Q}Comb_{c,k,t}^M$	Quantidade de combustível c a consumir na produção de energia elétrica no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em unidades físicas
$\tilde{C}_{c,k,t}^M$	Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previstos para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c são fixados para o primeiro ano do período de regulação ($\tilde{C}_{c,k,1}^M$) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^M = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^M & \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^M \times (1 - \tau_{c,t}^M) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (131)$$

em que:

$\tau_{c,t}^M$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma da Madeira, no ano t .

Artigo 143.º

Custos com a aplicação da tarifa social na RAM

- 1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social na RAM processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.
- 2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema de acordo com o estabelecido no RRC.
- 3 - O operador da rede de transporte do continente transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM o montante total recebido dos centros electroprodutores do Continente.
- 4 - O montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do Continente decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano t , é dado pela expressão:

$$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAM}} = \tilde{S}_{\text{socPol},t}^{\text{RAM}} - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} - \Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} \quad (132)$$

em que:

$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAM}}$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores do continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}_{\text{socPol},t}^{\text{RAM}}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano $t-1$, por aplicação da tarifa social

$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano $t-2$, por aplicação da tarifa social.

- 5 - O ajustamento ($\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} = [R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} - R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (133)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente do valor previsto da tarifa social em $t-1$

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t-1
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} = \left[\left(R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} - R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (134)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2
$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 144.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\bar{R}_t^{\text{MD}} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{\text{MD}} + \tilde{A}ct_{j,t}^{\text{MD}} \times \frac{r_t^{\text{MD}}}{100} - \tilde{D}_{\text{CAPEX},j,t}^{\text{MD}} + \tilde{C}_{j,t}^{\text{MD}} + Z_{j,t}^{\text{MD}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{\text{MD}} \right) \quad (135)$$

em que:

j	Níveis de tensão AT/ MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{\text{MD}}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{\text{MD}}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, 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 ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D}$	Parcela a deduzir ao CAPEX, por nível de tensão j, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t
$\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^{M^D}$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

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

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - A parcela a deduzir ao CAPEX ($\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D} = \sum_i \tilde{\text{ActNAceite}}_{M_D,j,t_i} \times \frac{r_{cp,t}^{M^D}}{100} \times (1-G) \times \tilde{k}_{j,t_i}^{M^D} \quad (136)$$

com:

i Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t

em que:

$\tilde{\text{ActNAceite}}_{M_D,j,t_i}$ Valor médio do ativo fixo i, por nível de tensão j, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t, líquido de amortizações e participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t

$r_{cp,t}^{M^D}$ Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação

G Rácio de endividamento (*gearing*) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade

$\tilde{k}_{j,t_i}^{M^D}$ Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), por nível de tensão j, a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t.

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{M^D} = \begin{cases} FC_{j,t}^{M^D} + \sum_i VC_{i,j,t}^{M^D} \times \tilde{D}C_{i,j,t}^{M^D} & t = 1 \\ FC_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC,j}^{M^D}}{100}\right) + \sum_i VC_{i,j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC,i,j}^{M^D}}{100}\right) \times \tilde{D}C_{i,j,t}^{M^D} & t > 1 \end{cases} \quad (137)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
I	Indutor de custo
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$FC_{j,t}^{M^D}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$VC_{i,j,t}^{M^D}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{D}C_{i,j,t}^{M^D}$	Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC,j}^{M^D}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem
$X_{VC,i,j}^{M^D}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$) previsto na expressão (135) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = (R_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^{M^D} + SRAM_{j,t-2}^{M^D} - R_{j,t-2}^{M^D} + CQS_{j,t-2}^{M^D}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (138)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da 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
$SM_{j,t-2}^{M^D}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 146.º
$SRAM_{j,t-2}^{M^D}$	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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (135), com base em valores verificados em t-2

$CQS_{j,t-2}^{MD}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 145.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{MC} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{MC} + \tilde{A}ct_{j,t}^{MC} \times \frac{r_t^{MC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{MC} + Z_{j,t}^{MC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{MC} \right) \quad (139)$$

em que:

\tilde{R}_t^{MC}	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{MC}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{MC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, 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^{MC}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{MC}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^{MC}$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{MC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativo ao ano t-2.

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

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{MC}$) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 131.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{MC} = \begin{cases} F_{j,t}^{MC} + \sum_i V_{i,j,t}^{MC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} + O_{j,t}^{MC} & t = 1 \\ F_{j,t-1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F_{j,t}}^{MC}}{100}\right) + \sum_i V_{i,j,t-1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V_{i,j,t}}^{MC}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} + O_{j,t}^{MC} & t > 1 \end{cases} \quad (140)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
i	Indutor de custo
$F_{j,t}^{MC}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$V_{i,j,t}^{MC}$	Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}_{i,j,t}^{MC}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{F_{j,t}}^{MC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V_{i,j,t}}^{MC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{j,t}^{MC}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j.

4 - A rubrica relativa aos montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, na atividade de Comercialização de Energia Elétrica, inclui os montantes relativos aos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso de eletricidade, sem que aqueles tenham exercido o seu direito de crédito, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{MC}$) previsto na expressão (139) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{MC} = \left(R_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^{MC} + SRAM_{j,t-2}^{MC} - R_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (141)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{MC}$	Proveitos recuperados por aplicação da tarifa 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 146.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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^M$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (139), com base em valores verificados em t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 146.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:

$$\bar{R}AM_{Pol,t} = \bar{S}M_t^{AGS} + \bar{S}M_t^D + \bar{S}M_t^C \quad (142)$$

em que:

$\bar{R}AM_{Pol,t}$	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
$\bar{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano t
$\bar{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t
$\bar{S}M_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t.

2 - O sobrecusto ($\bar{S}M_t^{AGS}$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\bar{S}M_t^{AGS} = \bar{R}t_t^{MAGS} - \bar{R}_{AGS,t}^M - \bar{S}RAM_t^{AGS} \quad (143)$$

em que:

$\bar{R}t_t^{MAGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t calculado de acordo com a expressão (126) do Artigo 141.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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto (\tilde{SM}_t^D), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^D = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^D} - \tilde{R}_{D,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^D \right) \quad (144)$$

em que:

$\tilde{SM}_{j,t}^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t calculados de acordo com a expressão (135) do Artigo 144.º
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto (\tilde{SM}_t^C), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^C = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^C \right) \quad (145)$$

em que:

$\tilde{SM}_{j,t}^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (139) do Artigo 145.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação 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 atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j , proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 147.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:

$$\tilde{R}AM_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AM_{Pol,t} \quad (146)$$

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 .

Secção VIII

Incentivo à redução de perdas

Artigo 148.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 MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 125.º e do Artigo 126.º, e deverá considerar as perdas na RND e nas redes de distribuição em BT a ele concessionadas.

Artigo 149.º

Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ($PP_{URD,NT,t+2}$) é calculado da seguinte forma:

$$PP_{URD,NT,t+2} = PP_{1,URD,NT,t+2} + PP_{2,URD,NT,t+2} + PP_{3,URD,NT,t+2} \quad (147)$$

em que

$PP_{1,URD,NT,t+2}$ Componente 1, associada ao balanço anual das perdas.

$PP_{2,URD,NT,t+2}$ Componente 2, associada aos montantes devolvidos ao sistema.

$PP_{3,URD,NT,t+2}$ Componente 3, associada a um incentivo ao reforço da mitigação do consumo ilícito.

2 - A componente 1 ($PP_{1,URD,NT,t+2}$) depende do valor das perdas, P_{t+2} , nos seguintes termos:

Quando: $P_{t+2} < P_{REF,t+2} - \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Min}\{IRP_{\max,t-2}, [(P_{REF,t-2} - \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2}\} \quad (148)$$

Quando: $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Max}\{IRP_{\min,t-2}, [(P_{REF,t-2} + \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2}\} \quad (149)$$

Quando: $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = 0 \quad (150)$$

em que:

$$IRP_{\max,t-2} - IRP_{\min,t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2} \quad (151)$$

e sendo:

$PP_{1,URD,NT,t-2}$	Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2
$IRP_{\max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$IRP_{\min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, 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
$P_{REF,t-2}$	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, dado pelo quociente entre as perdas e a energia ativa medida à entrada da rede de distribuição
E_{t-2}^D	Total da energia elétrica medida à entrada da rede de distribuição no ano t-2, em kWh

3 - A componente 2 ($PP_{2,URD,NT,t-2}$) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2,URD,NT,t-2} = K \times MR_{t-2} \quad (152)$$

em que

k	Percentagem a definir pela ERSE
MR_{t-2}	Montante recuperado no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito no ano t-2, em Euros

4 - A componente 3 ($PP_{3,URD,NT,t-2}$) depende do valor da energia recuperada, ER_{t-2} , nos seguintes termos:

Quando: $R_{t-2} < R_{REF,t-2}$

$$PP_{3,URD,NT,t-2} = \text{Max}\left[-IRR_{\max,t-2}, (R_{t-2} - R_{REF,t-2}) \times V_{p,t-2}\right] \quad (153)$$

Quando: $R_{t-2} > R_{REF,t-2}$

$$PP_{3,URD,NT,t-2} = \text{Min}\left[IRR_{\max,t-2}, (R_{t-2} - R_{REF,t-2}) \times V_{p,t-2}\right] \quad (154)$$



em que:

$$IRR_{\max,t-2} = -IRR_{\min,t-2} = \Delta R \times V_{p,t-2} \quad (155)$$

e sendo:

$PP_{3,URD,NT,t-2}$	Incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito., no ano t-2
$IRR_{\max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$-IRR_{\max,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, 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
$R_{REF,t-2}$	Nível de referência da energia recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh
R_{t-2}	Total da energia elétrica recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh.

Artigo 150.º

Parâmetros do Incentivo

Os parâmetros anteriores são estabelecidos no início de cada período de regulação.

Artigo 151.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 191.º, e para a determinação das componentes 2 e 3 do Incentivo à redução de perdas, referentes ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito.
- 2 - A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 1 de maio.

Secção IX

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

Artigo 152.º

Incentivo à melhoria da continuidade de serviço

- 1 - O incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem como objetivo promover a continuidade de fornecimento de energia elétrica.
- 2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 125.º.
- 3 - A forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros é definida de acordo com o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico.

Secção X**Promoção da eficiência no consumo de energia**

Artigo 153.º

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia

- 1 - O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia tem como objetivo melhorar a eficiência no consumo de energia.
- 2 - A regulamentação e funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia são definidos em subregulamentação aprovada pela ERSE.

Secção XI**Incentivos à otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica**

Artigo 154.º

Mecanismo de otimização dos contratos de aquisição de energia elétrica

O mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica por parte do Agente Comercial e a correspondente partilha com os clientes dos benefícios obtidos são definidos em regulamentação complementar.

Secção XII**Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM**

Artigo 155.º

Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO₂, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos são definidos em regulamentação complementar.

Secção XIII**Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas**

Artigo 156.º

Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas

- 1 - É aplicado um mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital, referente ao ano t-1, determinado de acordo com a estimativa dos ativos fixos para esse ano e aplicada a taxa de remuneração definitiva.
- 2 - O mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital $\Delta\widetilde{CC}_{t-1}^y$ aplica-se aos operadores regulados nas atividades em que é prevista a remuneração dos ativos fixos de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\widetilde{CC}_{t-1}^y = \left(\left(Am_{T,t-1}^y + Act_{T,t-1}^y \times \frac{r_{T,t-1}^y}{100} \right) - \left(\widetilde{Am}_{t-1}^y + \widetilde{Act}_{t-1}^y \times \frac{r_{t-1}^y}{100} \right) \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (156)$$

em que:

$Am_{T,t-1}^y$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas em tarifas do ano t-1



$Act_{t,t-1}^y$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y , líquido de amortizações e participações, previsto em tarifas do ano $t-1$, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{T,t-1}^y$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y , previstas em tarifas do ano $t-1$, em percentagem
\tilde{Am}_{t-1}^y	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y , líquidas das amortizações dos ativos participados, estimadas para o ano $t-1$
\tilde{Act}_{t-1}^y	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y , líquido de amortizações e participações, estimado para o ano $t-1$, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_{t-1}^y	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y , fixada para o ano $t-1$ com base em valores reais, em percentagem
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano $t-1$, em pontos percentuais.

Secção XIV

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

Artigo 157.º

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

- 1 - Os CIEG decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação vigente, são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se conclua, de acordo com a legislação em vigor, que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.
- 2 - A aplicação do mecanismo incide diretamente nos CIEG integrados nas parcelas dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição, ao nível dos CIEG.
- 3 - Nos termos do número anterior, os ajustamentos do mecanismo são efetuados com as periodicidades estabelecidas no Regulamento Tarifário, para cada parcela dos proveitos permitidos a que dizem respeito, e refletem-se diretamente na integridade na tarifa do ano.

Secção XV

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

Artigo 158.º

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

- 1 - O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade da RNT em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.
- 2 - O desempenho Técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da RNT às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados, entre outros fatores.

Artigo 159.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o ano t , é dado pelas seguintes expressões:

$$\text{IMDT}_{\text{URT},t} = \begin{cases} \text{IMDT}_{\text{inf}} & , \text{ se } DT_t < DT_{\text{min},t} \\ \frac{\text{IMDT}_{\text{sup}}}{DT_{\text{max},t} - DT_{\text{min},t}} \times (DT_t - DT_{\text{min},t}) & , \text{ se } DT_{\text{min},t} < DT_t < DT_{\text{max},t} \\ \text{IMDT}_{\text{sup}} & , \text{ se } DT_t \geq DT_{\text{max},t} \end{cases} \quad (157)$$

$$DT = \frac{\alpha_1 \times I_{\text{DISP}} + \alpha_2 \times I_{\text{QST}} + \alpha_{34} \times I_{\text{interl}}}{\sum_1^3 \alpha_i} \quad (158)$$

em que:

$\text{IMDT}_{\text{URT},t}$	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, no ano t
t	Ano de cálculo de tarifas
IMDT_{sup}	Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam superiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT
IMDT_{inf}	Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam inferiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT
DT_t	Indicador Desempenho Técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de disponibilidade dos ativos em exploração, níveis de qualidade de serviço, perdas elétricas, capacidade de interligação internacional disponível para fins comerciais, no ano t
I_{DISP}	Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT
I_{QST}	Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT
I_{interl}	Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados
α_i	Peso relativo do indicador I_i
$DT_{\text{min},t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor mínimo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo
$DT_{\text{max},t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor máximo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo.

Capítulo V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

Artigo 160.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 - A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos no Artigo 129.º.

2 - Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos $\widetilde{R}_{TE,t}^{CR}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}_{TE,t}^{CR} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^E \quad (159)$$

com:

- n Nível de tensão n (n = 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 = MT e BT com j ≥ n)

em que, com n = MT e BT:

- $\widetilde{R}_{TE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
- $Wh_{n,t}$ Energia ativa 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 ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t
- γ_j^h Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j.

3 - Os preços da tarifa de Energia devem refletir a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no Artigo 161.º.

4 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias ativas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MT e em BT, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respetivos fatores de ajustamento para perdas.

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

6 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MT e em 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 fatores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 5 -.

7 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MT e em BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 161.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:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \quad (160)$$

em que:

TWh_t^E	Preço da energia ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t
$PmgWh^E$	Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário h
k^E	Fator a aplicar aos preços marginais da energia.

Artigo 162.º

Monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização

- 1 - A adequação da tarifa de energia será monitorizada trimestralmente através do desvio na previsão do preço médio de energia do CUR.
- 2 - O desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, nos termos definidos pelo Artigo 129.º, para o ano t é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta \tilde{P}_t = \tilde{P}_t^{\text{Revisto}} - \tilde{P}_t \quad (161)$$

em que:

$\Delta \tilde{P}_t$	Desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t.
$\tilde{P}_t^{\text{Revisto}}$	Valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, relativo às aquisições de energia elétrica, para o ano t.
\tilde{P}_t	Previsão de preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t, considerada no processo de fixação de tarifas para o ano t.

- 3 - A tarifa de energia será atualizada nos termos da seguinte expressão:

$$\Delta TE_n = \beta_t \times \mu_t \times \prod_n (1 + \gamma_n^h) \quad , \text{ se } |\Delta \tilde{P}_t| \geq \mu_t \quad (162)$$

$$\Delta TE_n = 0 \quad , \text{ se } |\Delta \tilde{P}_t| < \mu_t$$

em que:

n	Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)
γ_n^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão n
ΔTE_n	Atualização da tarifa de energia para as diversas opções tarifárias, em euros por kWh, no nível de tensão n
β_t	Parâmetro que traduz a proporção do desvio de previsão do preço médio de energia do CUR a refletir na tarifa de energia, com valores compreendidos entre 0 e 1 para o ano t, a aprovar pela ERSE

μ_t Parâmetro que traduz o limiar, medido em euros por kWh, a partir do qual é aplicado o mecanismo de atualização de preços de energia para o ano t, a aprovar pela ERSE

$|\Delta\tilde{P}_t|$ Desvio, em valor absoluto, da previsão do preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t.

4 - A atualização da tarifa de energia nos termos do n.º 2 - é repercutida em todos os preços da energia ativa discriminados por período horário das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental, da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR em Portugal continental e em todos os preços da energia ativa discriminados por período horário das tarifas de venda a clientes finais, incluindo a tarifa social, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

5 - A atualização da tarifa de energia nos termos do n.º 3 - é repercutida no desconto social a aplicar nas tarifas de acesso às redes em BTN preservando-se o desconto aprovado nos termos da legislação aplicável.

6 - A atualização da tarifa de energia, nos termos definidos nos números anteriores, será aprovada nos termos do número 11 - do Artigo 215.º.

Secção II

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 163.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 faturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Artigo 164.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:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (163)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (164)$$

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 (11) do Artigo 115.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t a recuperar pela aplicação da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte calculados de acordo com a expressão (18) do Artigo 116.º

TWh_t^{UGS1} Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

TWh_t^{UGS2} Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

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

- 3 - Os preços de energia da parcela I e da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema não apresentam diferenciação horária.
- 4 - Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 164.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 faturar 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 faturar 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 165.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i Pc_{n,m} \times TPc_t^{UGS2Prod} \quad (165)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = MAT, AT, MT$ e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

Enc_m^{CMEC} Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês m

$Pc_{n,m}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária i , no mês m

$TPc_t^{UGS2Prod}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos pagamentos dos CMEC previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t , definido no Artigo 165.º.

Artigo 165.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 fatores 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 120.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{UGS1} \quad (166)$$

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D - CPE_t^D = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS2+} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{UGS2} \quad (167)$$

$$CPE_t^D = \sum_h \frac{Wh_{MAT,t}}{(1 + \gamma_{MAT/AT}^h)} \times TWCPEh_{MAT,t}^{UGS2} + \sum_p \sum_i \sum_h \left[Wh_{i,p,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWCPEh_{p,t}^{UGS2} \right] \quad (168)$$

$$TPC_t^{UGS2} = TPC_t^{UGS2Prod} + TPC_t^{UGS2Alisam} \quad (169)$$

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D - \tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_m \sum_i Pc_{i,m,t} \times TPC_t^{UGS2Prod} \quad (170)$$

$$\tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_m \sum_i Pc_{i,m,t} \times TPC_t^{UGS2Alisam} \quad (171)$$

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = \sum_m \sum_i Pc_{i,m,t} \times TPC_t^{UGS2} \quad (172)$$

em que:

$$TWh_{a,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2+} + TWCPEh_{a,t}^{UGS2} \quad (173)$$

$$TWh_{BTE,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2+} + TWCPEh_{BTE,t}^{UGS2} \quad (174)$$

$$TWh_{BTN>,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2+} + TWCPEh_{BTN>,t}^{UGS2} \quad (175)$$

$$TWh_{BTN<,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2+} + TWCPEh_{BTN<,t}^{UGS2} \quad (176)$$

com:

- a Nível de tensão a (a = MAT, AT e MT)
- m Nível de tensão ou tipo de fornecimento m (m = MAT, AT, MT, BTE, BTN)
- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = AT, MT, BTE e BTN)
- p Nível de tensão ou tipo de fornecimento p (p = AT, MT, BTE, BTN> e BTN<)
- i Opções tarifárias i do nível de tensão
- u Opções tarifárias u do nível de tensão BT
- v Opções tarifárias v do tipo de fornecimento BTN
- 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 $j \geq n$)
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
$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
CPE_t^D	Custos de política energética recuperados por aplicação de preços de energia da parcela II, que estejam abrangidos pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.
$RP_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{P}_{CMEC,t}$	Componente de alisamento dos CMEC, prevista para o ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes em MAT, prevista para o ano t
$Wh_{i,p,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão p e da opção tarifária i , prevista para o ano t
$Wh_{u,BT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão de BT, da opção tarifária u , prevista para o ano t
$Wh_{v,BTN,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do tipo de fornecimento BTN, da opção tarifária v , prevista para o ano t
$PC_{i,m,t}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i , prevista para o ano t
TWh_t^{UGS1}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
TWh_t^{UGS2}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema comum a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, no ano t
$TWh_{a,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h do nível de tensão a , no ano t
$TWh_{BTE,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h das entregas a clientes de BTE, no ano t
$TWh_{BTN>,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, no ano t
$TWh_{BTN<,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa m das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, no ano t



$TWCPEh_{MAT,t}^{UGS2}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema determinado nos termos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, aplicável às entregas a clientes em MAT, no ano t
$TWCPEh_{p,t}^{UGS2}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema determinado nos termos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, aplicável às entregas a clientes do nível de tensão e tipo de fornecimento p, no ano t
TPc_t^{UGS2}	Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t
$TPc_t^{UGS2Prod}$	Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t
$TPc_t^{UGS2Alisam}$	Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do mecanismo de alisamento, no ano t
γ_j^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (179)

sendo o fator de ajustamento para perdas $\gamma_{MAT/AT}^h$ calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (177)$$

em que:

γ_{MAT}^h	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h
$\gamma_{AT/RNT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário h.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias ativas 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.

5 - Os preços relativos aos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral recuperados por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema determinados nos termos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, aplicáveis a cada tipo de fornecimento e opção tarifária, são objeto de publicitação pela ERSE.

6 - O valor associado à recuperação dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, em € por kW, a pagar pelas unidades de produção para autoconsumo, determinado nos termos da legislação aplicável, é objeto de publicitação pela ERSE.

Secção III

Metodologia de cálculo da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Artigo 166.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

1 - O preço da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é calculado por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante dos proveitos a recuperar relativos à operação logística de mudança de comercializador, definido no Artigo 113.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{OLMC,t}^D = \sum_n P_{c_{n,t}} \times TP_{c_{n,t}}^{OLMC} \quad (178)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MAT, AT, MT, BTE e BTN)

em que:

$\tilde{R}_{OLMC,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador às entregas a clientes, no ano t

P_c Potência contratada das entregas a clientes no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t

$TP_{c_{n,t}}^{OLMC}$ Preço da potência contratada da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

2 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador correspondem à energia ativa das entregas a clientes.

Secção IV

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 167.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte

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 118.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \sum_n P_{c_{n,t}} \times TP_{c_{n,t}}^{URT} + P_{p_{n,t}} \times TP_{p_{n,t}}^{URT} + \sum_h W_{h_{n,t}} \times TW_{h_{n,t}}^{URT} + W_{rc_{n,t}} \times TW_{rc_{n,t}}^{URT} + W_{ri_{n,t}} \times TW_{ri_{n,t}}^{URT} \quad (179)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT e AT)

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

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, 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 , referidas à saída da RNT, previstas para o ano t
$TP_{c_{n,t}}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$TP_{p_{n,t}}^{URT}$	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 ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$Wh_{n,t}$	Energia ativa no período horário h das entregas no nível de tensão n , referida à saída da RNT, prevista para o ano t
$Wrc_{n,t}$	Energia reativa capacitiva 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
$TWrc_{n,t}^{URT}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$Wri_{n,t}$	Energia reativa indutiva 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
$TWri_{n,t}^{URT}$	Preço da energia reativa indutiva 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 fator multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TP_{c_{AT,t}}^{URT} = k_t^{URT} \times CiP_{c_{AT}}^{URT} \quad (180)$$

$$TP_{p_{AT,t}}^{URT} = l_t^{URT} \times CiP_{p_{AT}}^{URT} \quad (181)$$

em que:

$CiP_{c_{AT}}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$CiP_{p_{AT}}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k_t^{URT} Fator 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 168.º.

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

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (182)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (183)$$

em que:

γ_{MAT}^h Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h



$\gamma_{AT/RNT}^h$ Fator 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 ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

Artigo 168.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 fatores de ajustamento para perdas.

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 123.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & P_{C_{MAT,t}} \times TP_{C_{MAT,t}}^{URT} + P_{P_{MAT,t}} \times TP_{P_{MAT,t}}^{URT} + \sum_h W_{h_{MAT,t}} \times TWh_{MAT,t}^{URT} + W_{rc_{MAT,t}} \times TWrc_{MAT,t}^{URT} + W_{ri_{MAT,t}} \times TWri_{MAT,t}^{URT} + \\ & + \sum_n \sum_i P_{p_{in,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times [TP_{P_{AT,t}}^{URT} + (1 + \delta_{MAT}) \times TP_{C_{AT,t}}^{URT}] + \sum_n \sum_i \sum_h W_{h_{in,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TW_{AT,t}^{URT} \end{aligned} \quad (184)$$

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 ≥ 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

$P_{C_{MAT,t}}$ Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$P_{P_{MAT,t}}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TP_{C_{MAT,t}}^{URT}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t



$TP_{MAT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue a clientes em MAT no período horário h, prevista para o ano t
$TWh_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wrc_{MAT,t}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TWrc_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wri_{MAT,t}$	Energia reativa indutiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TWri_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Pp_{i,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$TPc_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$TPp_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
γ_j^p	Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j
$Wh_{i,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t
$TWh_{AT,t}^{URT}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
γ_j^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão (177)
δ_{MAT}	Fator que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão

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 fator multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci \times Pc_{MAT}^{URT} \quad (185)$$

$$TPp_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci \times Pp_{MAT}^{URT} \quad (186)$$

$$TPc_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci \times Pc_{AT}^{URT} \quad (187)$$



$$TP_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci Pp_{AT}^{URT} \quad (188)$$

em que:

$Ci P_{MAT}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT
$Ci Pp_{MAT}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT
$Ci P_{AT}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$Ci Pp_{AT}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
k_t^{URT}	Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (189)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (190)$$

em que:

γ_{MAT}^h	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h
$\gamma_{AT/RNT}^h$	Fator 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 ativa 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 ativas 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 reativa.

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 através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos do n.º 2 - são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção V

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 169.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 fatores de ajustamento para perdas.

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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica, definidos no Artigo 125.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} + \tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} \quad (191)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} = \tilde{R}_{URD,AT,t} + \tilde{R}_{URD,MT,t} \quad (192)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} = \tilde{R}_{URD,BT,t} \quad (193)$$

em que:

- $\tilde{R}_{URD,t}^D$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
- $\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT, previstos para o ano t
- $\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT}$ Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, previstos para o ano t
- $\tilde{R}_{URD,AT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano t
- $\tilde{R}_{URD,MT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano t
- $\tilde{R}_{URD,BT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano t

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD,AT,t} = & \sum_i (Pc_{i,AT,t} \times Tpc_{AT,t}^{URD} + Pp_{i,AT,t} \times Tpp_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + Wrc_{i,AT,t} \times \\ & \times TWrc_{AT,t}^{URD} + Wri_{i,AT,t} \times TWri_{AT,t}^{URD}) + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (Tpp_{AT,t}^{URD}) + \end{aligned} \quad (194)$$

$$+ \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (1 + \delta_{AT}) \times Tpc_{AT,t}^{URD} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URD}$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD,MT,t} = & \sum_i (Pc_{i,MT,t} \times Tpc_{MT,t}^{URD} + Pp_{i,MT,t} \times Tpp_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + Wrc_{i,MT,t} \times \\ & \times TWrc_{MT,t}^{URD} + Wri_{i,MT,t} \times TWri_{MT,t}^{URD}) + \sum_i Pp_{i,BT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times Tpp_{MT,t}^{URD} + \sum_i Pp_{i,BT,t} \times \end{aligned} \quad (195)$$

$$\times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (1 + \delta_{MT}) \times Tpc_{MT,t}^{URD} + \sum_i \sum_h Wh_{i,BT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^h) \times TWh_{MT,t}^{URD}$$

$$\tilde{R}_{URD,BT,t} = \sum_i (Pc_{i,BT,t} \times Tpc_{BT,t}^{URD} + Pp_{i,BT,t} \times Tpp_{BT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + Wrc_{i,BT,t} \times TWrc_{BT,t}^{URD} + Wri_{i,BT,t} \times TWri_{BT,t}^{URD}) \quad (196)$$

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 $j \geq n$)
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

com m = AT, MT e BT:

$TP_{m,t}^{URD}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TP_{m,t}^{URD}$	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 ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWrc_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWri_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa indutiva 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 de último recurso, 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 de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wh_{i,m,t}$	Energia ativa das entregas no período horário h a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wrc_{i,m,t}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wri_{i,m,t}$	Energia reativa indutiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$\gamma_{j,t}^p, \gamma_{BT}^p$	Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j (BT)
$\gamma_{j,t}^h, \gamma_{BT}^h$	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j (BT)
δ_{AT}, δ_{MT}	Fatores que relacionam, por efeito de simultaneidade, a potência contratada do nível de tensão (AT e MT) com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante.

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:



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 fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times C_i P_{c_n}^{URD} \quad (197)$$

$$TPP_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times C_i P_{p_n}^{URD} \quad (198)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT e MT)

em que:

$C_i P_{c_n}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n

$C_i P_{p_n}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n

k_t^{URD-NT} Fator 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 fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times C_i P_{c_{BT}}^{URD} \quad (199)$$

$$TPP_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times C_i P_{p_{BT}}^{URD} \quad (200)$$

em que:

$C_i P_{c_{BT}}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$C_i P_{p_{BT}}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

k_t^{URD-BT} Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^h \times TWh_t \quad (201)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^h \times TWh_t \quad (202)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^h \times TWh_t \quad (203)$$

em que:

γ_{AT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h

γ_{MT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h

γ_{BT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa 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 ativas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reativas 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 através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

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 através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção VI

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização

Artigo 170.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em MT e BTE são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização, definidos no Artigo 132.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CNT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^C + \sum_n \sum_i W_{i,n,t} \times TW_{NT,t}^C \quad (204)$$

$$\tilde{R}_{CBTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{i,BTE,t} \times TF_{BTE,t}^C + \sum_i W_{i,BTE,t} \times TW_{BTE,t}^C \quad (205)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = MT$)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n , ou dos fornecimentos em BTE

em que:

$\tilde{R}_{CNT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em MT, no ano t

$\tilde{R}_{CBTE,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$TF_{NT,t}^C$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MT, no ano t

$TF_{BTE,t}^C$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$TW_{NT,t}^C$ Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em MT, no ano t

$TW_{BTE,t}^C$ Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t



$NC_{in,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i , previsto para o ano t
$NC_{BTE,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
$W_{in,t}$	Energia ativa dos fornecimentos das opções tarifárias i do nível de tensão n , no ano t
$W_{BTE,t}$	Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTE, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização em MT e BTE correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso em cada uma das opções tarifárias destes níveis de tensão.

Artigo 171.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização em BTN, definidos no Artigo 132.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{C_{BTN,t}}^{CR} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF_{BTN,t}^C + \sum_i W_{i_{BTN,t}} \times TW_{BTN,t}^C \quad (206)$$

com:

i Opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}_{C_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TF_{BTN,t}^C$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TW_{BTN,t}^C$ Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$NC_{i_{BTN,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t

$W_{i_{BTN,t}}$ Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Comercialização em BTN correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso em cada opção tarifária.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 172.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

1 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF} = \tilde{R}_{E_{BTN,t}}^{CR} + \tilde{R}_{UGS_{BTN,t}}^{CR} + \tilde{R}_{URT_{BTN,t}}^{CR} + \tilde{R}_{URD_{BTN,t}}^{CR} + \tilde{R}_{C_{BTN,t}}^{CR} \quad (207)$$

em que:

$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{E_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{UGS_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{URT_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{URD_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{C_{BTN,t}}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos em BTN, no ano t

e

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF} = \sum_i (P_{c_{i,BTN,t}} \times TP_{c_{i,BTN,t}}^{TVCF} + \sum_h W_{h_{i,BTN,t}} \times TW_{h_{i,BTN,t}}^{TVCF}) \quad (208)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

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 a tarifa simples)

em que:

$P_{c_{i,BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TP_{c_{i,BTN,t}}^{TVCF}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t

$W_{h_{i,BTN,t}}$ Energia ativa fornecida no período horário h na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TW_{h_{i,BTN,t}}^{TVCF}$ Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i de BTN, no ano t.



2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são determinadas pelo número de clientes em BTN, pelas potências contratadas e energias ativas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, previstas para o ano t.

3 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN devem resultar da soma dos preços das tarifas por atividade, aplicáveis em cada opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são estabelecidos anualmente, podendo ser revistos nos termos da legislação aplicável.

Artigo 173.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE

1 - Durante a vigência do período transitório, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE são determinadas pela soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, em cada nível de tensão, acrescidas de um fator de atualização.

2 - Os preços das tarifas transitórias referidas no número anterior são estabelecidos anualmente, podendo ser revistos nos termos da legislação aplicável.

Artigo 174.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação dos preços da tarifa aditiva de Portugal continental, definida no n.º 13 - do Artigo 25.º, às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 - do Artigo 172.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calcula-se a seguinte variação tarifária para fornecimentos em BTN:

$$\delta_{\text{BTN}} = \frac{\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}}{\sum_i \sum_x T_{X_{i,t}} \times Q_{X_{i,t}}} \quad (209)$$

e

$$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}} = \sum_i \sum_x T_{X_{i,t}} \times Q_{X_{i,t}} \quad (210)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

x Termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

em que:

δ_{BTN} Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em BTN

$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$T_{X_{i,t}}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

$Q_{X_{i,t}}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t.



3 - 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:

$$\delta x_i^a = \frac{Tx_{i,t}^a}{Tx_{i,t-1}} \quad (211)$$

em que:

δx_i^a Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, associada à aplicação de tarifas aditivas

$Tx_{i,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano t.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,t} = \delta x_i \times Tx_{i,t-1} \quad (212)$$

com:

$$\delta x_i = \text{Min}[\delta x_i^a; \theta x_i] \quad \text{se } \delta x_i^a \geq \delta_{\text{BTN}} \quad (213)$$

$$\delta x_i = \delta_{\text{BTN}} - kdx_i \times (\delta_{\text{BTN}} - \delta x_i^a) \quad \text{se } \delta x_i^a < \delta_{\text{BTN}} \quad (214)$$

onde os parâmetros kdx_i são determinados por forma a serem recuperados os proveitos associados às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, estabelecidos no Artigo 172.º,

em que:

δx_i Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

θx_i Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

kdx_i Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação de tarifas aditivas.

5 - O mecanismo estabelecido no presente artigo é também aplicável no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, com as necessárias adaptações.

Artigo 175.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 - A existência de tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com preços diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso no ano t e previstos no Artigo 129.º, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{\text{TVCF}} = \left\{ R_{t-2}^{\text{TVCF}} - (R_{\text{VEE},t-2}^{\text{CR}} + R_{\text{UGS},t-2}^{\text{CR}} + R_{\text{URT},t-2}^{\text{CR}} + R_{\text{URD},t-2}^{\text{CR}} + R_{\text{C},t-2}^{\text{CR}}) \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{\text{E}} + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{\text{E}} + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (215)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{\text{TVCF}}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t



R_{t-2}^{TVCF}	Proveitos faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, no ano t-2
$R_{CVEE,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2
$R_{UGS,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2
$R_{URT,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2
$R_{URD,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2
$R_{C,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção VIII

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

Artigo 176.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:

$$\tilde{R}_t^{TVCFA} = \tilde{R}_{AGS,t}^A + \tilde{R}_{D,t}^A + \tilde{R}_{C,t}^A + SRAA_t \quad (216)$$

em que:

\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
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	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 e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t



$\tilde{R}_{C,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa 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 observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 177.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFA} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h (Wh_{n,t} \times TWh_{n,t}^{TVCFA}) + Pc_{n,t} \times TPc_{n,t}^{TVCFA} + Pp_{n,t} \times \right. \\ & \left. \times TPp_{n,t}^{TVCFA} + NC_{n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFA} + Wrc_{n,t} \times TWrc_{n,t}^{TVCFA} + Wri_{n,t} \times TWri_{n,t}^{TVCFA} \right] + \\ & + \sum_i (Pc_{iBTN,t} \times TPc_{iBTN,t}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{iBTN,t} \times TWh'_{iBTN,t}^{TVCFA}) \end{aligned} \quad (217)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

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

em que:

$Wh_{n,t}$ Energia ativa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWh_{n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pc_{n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPc_{n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pp_{n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPp_{n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$NC_{n,t}$ 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 no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t



$Wrc_{n,t}$	Energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWrc_{n,t}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wri_{n,t}$	Energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWri_{n,t}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{iBTN,t}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia ativa no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFA}$	Preço da energia ativa 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 ativas e reativas 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 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) os preços de energia.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

Artigo 177.º

Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos do n.º 3 - do Artigo 176.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços da tarifa aditiva da RAA, definida no n.º 9 - do Artigo 36.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^A = \frac{\bar{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x T_{x_{n,t-1}}^A \times Q_{n,t}^A} \quad (218)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou 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^{TVCF} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 176.º

$TX_{i,n,t}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$QX_{i,n,t}^A$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{aA} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^a \times QX_{i,n,t}^A}{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^A \times QX_{i,n,t}^A} \quad (219)$$

em que:

δ^{aA} Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA 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

$TX_{i,n,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável na tarifa aditiva da RAA 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 tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{aA} = \frac{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^a \times QX_{i,n,t}^A}{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^A \times QX_{i,n,t}^A} \times \frac{\delta^{aA}}{\delta^{aA}} \quad (220)$$

em que:

δ_n^{aA} Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n}^{aA} = \frac{TX_{i,n,t}^a}{TX_{i,n,t-1}^A} \times \frac{\delta^{aA}}{\delta^{aA}} \quad (221)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{aA}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$TX_{i,n,t}^A = \delta_{i,n}^{aA} \times TX_{i,n,t-1}^A \quad (222)$$



com:

$$\delta x_{i,n}^A = \text{Min} \left[\delta x_{i,n}^{aA}; \theta x_{i,n}^A \right] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aA} \geq \delta_n^{aA} \quad (223)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_n^{aA} - kdx_i^A \times (\delta_n^{aA} - \delta x_{i,n}^{aA}) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aA} < \delta_n^{aA} \quad (224)$$

onde os parâmetros kdx_i^A são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 176.º,

em que:

$Tx_{i,n,t}^A$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$\delta x_{i,n}^A$	Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
$\theta x_{i,n}^A$	Fator 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
kdx_i^A	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da uniformidade 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 dos preços equivalentes da tarifa aditiva em Portugal continental, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 178.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional 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 uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = - (R_{AGS,t-2}^A + R_{D,t-2}^A + R_{C,t-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (225)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais 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 da tarifa de Comercialização, no ano t-2
$SRAA_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2.

Secção IX

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

Artigo 179.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:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{D,t}^M + \tilde{R}_{C,t}^M + SRAM_t \quad (226)$$

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 e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t
$\tilde{R}_{C,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa 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 observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 180.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM}) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times \right. \\ & \left. \times TPp_{i,n,t}^{TVCFM} + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrc_{i,n,t} \times TWrc_{i,n,t}^{TVCFM} + Wri_{i,n,t} \times TWri_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & + \sum_i (Pc_{i,BTN,t} \times TPc_{i,BTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM}) \end{aligned} \quad (227)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n



h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super 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 a tarifa simples)
em que:	
$Wh_{i,n,t}$	Energia ativa 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 ativa 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 no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrc_{i,n,t}$	Energia reativa capacitiva na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrc_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wri_{i,n,t}$	Energia reativa indutiva na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWri_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reativa indutiva 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 ativa fornecida no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia ativa 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 ativas e reativas 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 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) os preços de energia.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 180.º

Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos do n.º 3 - do Artigo 179.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços da tarifa aditiva da RAM, definida no n.º 9 - do Artigo 37.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^M = \frac{\bar{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x T_{n,t-1}^M \times Q_{n,t}^M} h \quad (228)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou 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

\bar{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 179.º

$T_{n,t-1}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Q_{n,t}^M$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{aM} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x T_{n,t}^a \times Q_{n,t}^M}{\sum_n \sum_i \sum_x T_{n,t-1}^M \times Q_{n,t}^M} \quad (229)$$

em que:

δ^{aM} Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento

$T_{n,t-1}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$T_{n,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável na tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t

$Q_{i,n,t}^M$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t .

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{aM} = \frac{\sum_i \sum_x T_{i,n,t}^a \times Q_{i,n,t}^M}{\sum_i \sum_x T_{i,n,t-1}^M \times Q_{i,n,t}^M} \times \delta_n^{aM} \quad (230)$$

em que:

δ_n^{aM} Variação tarifária do tipo de fornecimento n , associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_{i,n}^{aM} = \frac{T_{i,n,t}^a}{T_{i,n,t-1}^M} \times \delta_n^{aM} \quad (231)$$

em que:

$\delta_{i,n}^{aM}$ Variação do preço do termo tarifário x , da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$T_{i,n,t}^M = \delta_{i,n}^{aM} \times T_{i,n,t-1}^M \quad (232)$$

com:

$$\delta_{i,n}^{aM} = \text{Min} \left[\delta_{i,n}^{aM}; \theta_{i,n}^{aM} \right] \quad \text{se} \quad \delta_{i,n}^{aM} \geq \delta_n^{aM} \quad (233)$$

$$\delta_{i,n}^{aM} = \delta_n^{aM} - kdx_i^M \times (\delta_n^{aM} - \delta_{i,n}^{aM}) \quad \text{se} \quad \delta_{i,n}^{aM} < \delta_n^{aM} \quad (234)$$

onde os parâmetros kdx_i^M são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 179.º.

em que:

$T_{i,n,t}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$\delta_{i,n}^{aM}$ Variação do preço do termo tarifário x , da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta_{i,n}^{aM}$ Fator 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

kdx_i^M Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da uniformidade 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 dos preços equivalentes da tarifa aditiva em Portugal continental, do ano t , às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 181.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{\text{TVCFM}} = R_{t-2}^{\text{TVCFM}} - (R_{\text{AGS},t-2}^{\text{M}} + R_{\text{D},t-2}^{\text{M}} + R_{\text{C},t-2}^{\text{M}}) - \text{SRAM}_{t-2} \quad (235)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{\text{TVCFM}}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais 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
$R_{\text{AGS},t-2}^{\text{M}}$	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
$R_{\text{D},t-2}^{\text{M}}$	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
$R_{\text{C},t-2}^{\text{M}}$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t-2
SRAM_{t-2}	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2.

Capítulo VI**Procedimentos****Secção I****Disposições Gerais**

Artigo 182.º

Frequência de fixação das tarifas

- 1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 - e sem prejuízo das revisões previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
- 2 - Os procedimentos associados à fixação e atualização das tarifas são definidos na Secção VIII.
- 3 - A título excecional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.
- 4 - Os procedimentos associados a uma fixação excecional são definidos na Secção IX.



Artigo 183.º

Período de regulação

- 1 - O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de quatro 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 atividades reguladas previstas no presente regulamento.
- 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 X.
- 5 - A título excecional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.
- 6 - Os procedimentos associados à revisão excecional prevista no número anterior são definidos na Secção XI.

Secção II

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 184.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 aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às atividades 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 atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria entidade independente 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 relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.
- 4 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência, que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados às atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte.
- 5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).
- 6 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, um relatório de desempenho relativo à captação e gestão de fundos comunitários onde se detalhe os custos associados a este processo, bem como os resultados alcançados.
- 7 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.
- 8 - A obrigação prevista no número anterior aplica-se de forma individualizada ao Agente Comercial.
- 9 - 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 atividade, para o ano em curso (t-1).
 - b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).



10 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 9 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

11 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

12 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 9 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

13 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

14 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

15 - Os balanços de energia elétrica referidos no n.º 13 - e no n.º 14 - devem conter a informação relativa às entregas dos produtores à RNT e à RND, suficientemente discriminada por nível de tensão e em energia ativa por período tarifário.

16 - O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 13 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia ativa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva:

- a) Entregas de energia elétrica ao distribuidor vinculado em MT e AT.
- b) Aquisição de energia elétrica a produtores com contratos de aquisição de energia elétrica.

17 - 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 incrementais de transporte de energia elétrica 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 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, a proposta de orçamento e cronograma para o processo de captação e gestão de fundos comunitários discriminada por atividade ou projeto.

19 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência, verificados no ano t-2,
- b) até 15 de junho de cada ano, a informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência estimados para o ano t-1 e previstos para o ano t.

20 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre os indutores necessários à aplicação da metodologia regulatória em vigor, no ano t-2,
- b) até 15 de junho de cada ano, informação sobre os indutores necessários à aplicação da metodologia regulatória em vigor, estimada para o ano t-1 e prevista para o ano t,
- c) até 15 de junho do ano anterior a um novo período de regulação, informação pormenorizada que permita calcular os custos incrementais de exploração associados aos elementos de rede referidos na alínea anterior.



Artigo 185.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial

- 1 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:
 - a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica desagregados pelos diferentes itens definidos nos respetivos contratos de aquisição de energia elétrica.
 - b) Custos mensais com serviços de sistema desagregados por tipo e por produtores.
 - c) Custos de funcionamento associados à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - d) Outros custos.
- 2 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano os proveitos, por hora e por modalidade de venda, decorrentes da venda de energia elétrica nos mercados organizados, incluindo o preço dos mercados organizados nessa hora.
- 3 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada mês, a informação devidamente desagregada relativa a outros proveitos obtidos no âmbito desta atividade.
- 4 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano a seguinte informação relativa ao balanço de energia elétrica:
 - a) Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia elétrica.
 - b) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.
- 5 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE:
 - a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior t-2.
 - b) até 15 de junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano t-1.

Artigo 186.º

Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas

- 1 - A concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE as contas reguladas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares a emitir pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados à exploração da Zona Piloto.
- 2 - A concessionária da Zona Piloto deve entregar 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 por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares a publicar pela ERSE.
- 3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.
- 4 - A concessionária da Zona Piloto deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.
- 5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária da Zona Piloto, até 15 de junho de cada ano, devem conter a estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos para o ano em curso (t-1).

6 - Para cumprimento do estabelecido na cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, a concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE a informação, relativa ao ano t-2, que permita identificar, de forma clara, as receitas previstas na cláusula 18.ª do Contrato de Concessão, os custos previstos no n.º 3 da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, bem como os custos de financiamento da Concessionária.

Artigo 187.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à gestão do sistema.

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 afetos ao domínio público hídrico.
- c) Amortizações relativas aos terrenos afetos às zonas de proteção hídricas.
- d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à atividade de Gestão Global do Sistema.
- e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.
- f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente.
- g) Custos com contratos de interruptibilidade com desagregação que permita identificar os custos associados aos diferentes enquadramentos legais da interruptibilidade.
- h) Outros custos do exercício associados à atividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- i) Custos relativos ao “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do sistema.
- c) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do sistema.
- d) Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema.
- e) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 188.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados ao planeamento e operação e manutenção da rede de transporte.
- b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica.
- c) Informação pormenorizada dos investimentos em exploração aceites com base em custos de referência, nomeadamente, o custo real, os anos de vida útil, as variáveis físicas associadas a esses equipamentos, o ano de entrada em exploração.
- d) Outros custos do exercício associados à atividade de Transporte de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.



- 2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, 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) Provento proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.
 - c) Proveitos decorrentes da atividade de Transporte de Energia Elétrica 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 Operador Logístico de Mudança de Comercializador

Artigo 189.º

Informação a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador

- 1 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.
- 2 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador deve apresentar 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 atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria entidade independente 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 relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.
- 4 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.
- 5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, 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 atividade, para o ano em curso (t-1).
 - b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).
- 6 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 5 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.
- 7 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).
- 8 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 5 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.
- 9 - O operador logístico de mudança de comercializador tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos médios definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos custos médios da atividade de operação logística de mudança de comercializador, devendo a informação referida ser discriminada por nível de tensão e tipo de fornecimento, de forma suficientemente detalhada de modo a possibilitar a sua repercussão na estrutura das tarifas.

Artigo 190.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

- 1 - O operador Logístico de Mudança de Comercializador, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à sua atividade.
- 2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:
 - a) Custos de exploração para o setor elétrico desagregados pelas várias naturezas.
 - b) Amortizações para o setor elétrico relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - c) Subsídios ao investimento para o setor elétrico recebidos no âmbito da sua atividade e respetivas amortizações anuais.
 - d) Outros custos do exercício para o setor elétrico associados à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - e) Critérios de alocação de custos e de proveitos entre os setores elétrico e de gás natural.
- 3 - O Operador Logístico de Mudança de Comercializador, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:
 - a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
 - b) Proveitos obtidos não decorrentes da aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

Secção IV

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 191.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

- 1 - A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.
- 2 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço agregado e demonstração de resultados e os investimentos por atividade, 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 relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.
- 4 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência, que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados às atividades de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica.
- 5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).
- 6 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).
- 7 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RND, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:
 - a) Estimativa do balanço agregado e da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos por atividade, para o ano em curso (t-1).



- b) Valores previsionais do balanço agregado e da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t), e no caso do nível de tensão de BT para os dois anos seguintes (t e t+1).
- 8 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 7 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.
- 9 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).
- 10 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.
- 11 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).
- 12 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).
- 13 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2):
- a) Entregas de energia elétrica a clientes.
- b) Diagramas de carga tipo referidos no Artigo 160.º, Artigo 165.º, Artigo 168.º e Artigo 169.º.
- 14 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia ativa e reativa, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2):
- a) Entregas de energia elétrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, caso estes optem pelo regime transitório de faturação previsto no RRC.
- b) Entregas de energia elétrica aos operadores das redes de distribuição em BT, que não sejam, cumulativamente, detentores de concessão da RND, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.
- c) Entregas de energia elétrica em BT aos clientes de cada comercializador de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no caso de estes optarem pela regra de faturação prevista no RRC.
- 15 - As energias ativa e reativa devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.
- 16 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.
- 17 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.
- 18 - Para as entregas de energia elétrica estabelecidas na alínea a) do n.º 13 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 14 - e dos consumos de energia elétrica.
- 19 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Reestruturação de Efetivos, incluindo um mapa detalhado dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma atualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, atividade 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 Plano de Reestruturação de Efetivos.
- 20 - A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia elétrica 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.



21 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea b) do n.º 13 -, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE a seguinte informação:

- a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos a clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.
- b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária, tri-horária e tetra-horária.
- c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTE.

22 - Nos termos do número anterior, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de junho de cada ano, uma proposta que deve incluir, designadamente:

- a) Caracterização e atualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.
- b) Caracterização de equipamentos de medição a instalar.
- c) Prazo de instalação de equipamentos de medição.

Artigo 192.º

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

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade 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, nomeadamente as aquisições à entidade concessionária da RNT e os custos relacionados com a aplicação da tarifa social.
- b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.
- c) Custos relacionados com a operação logística de mudança de comercializador imputáveis às entregas a cliente.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade 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 das parcelas I, II e III da tarifas 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 da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, por nível de tensão.

Artigo 193.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, 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 com capital relacionados com os ativos 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- d) Variação das provisões para cobrança duvidosa.



- e) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final.
 - f) Custos relacionados com a gestão do processo de mudança de comercializador.
 - g) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - h) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - i) Montante de compensações ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.
- 2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:
- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.
 - b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente.
 - c) Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.
 - d) Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.
- 3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:
- a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção VIII do Capítulo IV.
 - b) A informação necessária para determinação do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

Secção V

Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

Artigo 194.º

Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

- 1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos e ativo fixo associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.
- 2 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.
- 3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.
- 4 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência, que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados às atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição e Comercialização.



- 5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).
- 6 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2) e a informação sobre o montante dos créditos a devolver aos consumidores, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE, desagregada por nível de tensão e por anos a que dizem respeito os créditos, acompanhados de um relatório, elaborado por uma empresa de auditoria.
- 7 - O comercializador de último recurso apenas deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade e nível de tensão.
- 8 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:
- Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, para o ano em curso (t-1).
 - Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, para os dois anos seguintes (t e t+1).
 - As demonstrações de resultados e os orçamentos dos investimentos devem ser enviados por atividade e nível de tensão.
- 9 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 8 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.
- 10 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para os dois anos seguintes (t e t+1) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).
- 11 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.
- 12 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).
- 13 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e aos dois anos seguintes (t e t+1).
- 14 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica a clientes, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).
- 15 - No caso dos fornecimentos ao abrigo do regime transitório de faturação previsto no RRC, o comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).
- 16 - O comercializador de último recurso, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica aos clientes dos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no âmbito da regra de faturação estabelecida no RRC, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2).
- 17 - As energias ativa e reativa devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.
- 18 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.
- 19 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.
- 20 - Para os fornecimentos de energia elétrica do comercializador de último recurso deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 14 - e dos consumos de energia elétrica.



21 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação, verificada no ano anterior (t-2):

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas através de contratos bilaterais.
- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas nos mercados organizados.
- d) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas em leilões.
- e) Quantidades mensais de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.
- f) Quantidades mensais de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

22 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso (t-1) e aos dois anos seguintes (t e t+1):

- a) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir através de contratos bilaterais.
- b) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir nos mercados organizados.
- d) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir em leilões.
- e) Quantidades de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.
- f) Quantidades de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

23 - O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia elétrica 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.

24 - O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, um documento com previsões dos custos de aprovisionamento e das respetivas quantidades de energia, justificando as estratégias de aprovisionamento nos vários mercados ao seu dispor e, os instrumentos de cobertura de risco que prevê adotar, por forma a, por um lado, minimizar os custos de aprovisionamento e, por outro lado, minimizar os ajustamentos de energia a recuperar em anos futuros.

Artigo 195.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.
- b) Custos mensais com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Custos mensais de aquisição de energia elétrica nos mercados organizados, diferenciados por tipo de mercado.
- d) Custos de aquisição de energia elétrica em leilões, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.
- e) Custos de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial no âmbito do Artigo 128.º para fornecimento dos clientes.
- f) Custos de funcionamento relacionados com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.



- g) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.
- 2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, 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 atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 196.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

- 1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:
- a) Custos mensais com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
 - b) Custos mensais com a energia de desvio relacionados com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.
 - c) Custos de funcionamento relacionados com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.
 - d) Outros custos.
- 2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a repartição de proveitos decorrentes da venda de energia elétrica da produção em regime especial diferenciada pelos diferentes tipos de contratação.

Artigo 197.º

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

- 1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade 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 atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
 - b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
 - c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
 - d) Custos relacionados com a operação logística de mudança de comercializador no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
- 2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade 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 da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, por nível de tensão.



Artigo 198.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização

- 1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:
 - a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afetos a esta atividade, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.
 - b) Custos com capital:
 - i) Amortizações.
 - ii) Encargos financeiros.
 - c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
 - d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - e) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - f) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.
- 2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade 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 atividade de Comercialização decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - d) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização, da prestação de serviços regulados, nem da implementação de serviços opcionais.

Secção VI

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 199.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 aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às várias atividades, 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 atividade, acompanhados por 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 aprovadas pela ERSE.
- 3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.
- 4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência, que deverá incluir as operações realizadas com



entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica.

5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).

6 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

7 - 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 atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).

8 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 7 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - 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).

10 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 7 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

11 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 - O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 11 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a faturar, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores vinculados.
- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores não vinculados.
- c) Entregas e fornecimentos de energia elétrica aos clientes.

14 - As energias ativa e reativa referidas nas alíneas a) do n.º 13 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

15 - As potências referidas na alínea c) do n.º 13 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a faturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

16 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais referidos na alínea a) do n.º 13 -, 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.

17 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais estabelecidos na alínea a) do n.º 13 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 15 - e dos consumos de energia elétrica.

18 - 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.

19 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuição da RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).



Artigo 200.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.
- b) Custo unitário mensal dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos.
- c) Custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custos unitário mensal com a descarga dos combustíveis, custos unitário mensal com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização mensais incorridos com os combustíveis adquiridos.
- d) Custos mensais de aquisição de energia elétrica 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, na redação vigente, mencionando as quantidades adquiridas e respetivo preço de aquisição.
- e) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia elétrica.
- f) Custos associados à gestão técnica global do sistema.
- g) Custos associados à aplicação da tarifa social.

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 afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.

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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

Artigo 201.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.



- b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- 2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, 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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.
 - c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
 - d) Proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.
 - f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.
 - g) Montante de compensações ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

Artigo 202.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

- 1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:
- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.
 - b) Custos com capital:
 - i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - ii) Encargos financeiros.
 - c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
 - d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - e) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
 - f) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.
- 2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:
- a) 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.
 - b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.
 - c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão ou tipo de cliente.
 - d) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
 - e) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.



Secção VII

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 203.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 aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às várias atividades, 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 atividade, acompanhados por 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 aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência, que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica.

5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).

6 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

7 - 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 atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).

8 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 7 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - 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).

10 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 7 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

11 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 - O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 11 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a faturar, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores vinculados.



- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores não vinculados e a produtores em regime especial.
- c) Entregas e fornecimentos de energia elétrica a clientes.
- 14 - As energias ativa e reativa referidas na alínea c) do n.º 13 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.
- 15 - As potências referidas na alínea c) do n.º 13 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a faturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.
- 16 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 13 -, 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.
- 17 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 13 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 15 - e dos consumos de energia elétrica.
- 18 - 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.
- 19 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

Artigo 204.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

- 1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:
 - a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados do sistema público da RAM, por central.
 - b) Custo unitário mensal de aquisição dos combustíveis, custo unitário com descarga dos combustíveis, custo unitário mensal de armazenamento dos combustíveis, custo unitário mensal do transporte dos combustíveis e custos mensais de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.
 - c) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respetivo preço de aquisição.
 - d) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia.
 - e) Custos associados à gestão técnica global do sistema.
 - f) Custos associados à aplicação da tarifa social.
- 2 - Os custos referidos nas alíneas d) e e) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:
 - a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - b) Outros custos do exercício afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.
- 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 atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:
 - a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuidor da RAM.



- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

Artigo 205.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.
- b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.
- c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- d) Proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.
- f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.
- g) Montante de compensações ao abrigo do Regulamento da Qualidade de Serviço, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

Artigo 206.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.
- b) Custos com capital:
 - i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - ii) Encargos financeiros.
- c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.



- d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- e) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- f) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) 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.
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.
- c) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do RRC, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participativo, por nível de tensão ou tipo de cliente.
- e) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VIII **Fixação das Tarifas**

Artigo 207.º

Balanço de energia elétrica

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

Artigo 208.º

Ativos fixos a remunerar

A ERSE, com vista à definição dos ativos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida, 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 209.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 210.º

Custos e proveitos do operador logístico de mudança de comercializador

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do operador logístico de mudança de comercializador, 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 211.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RND

- 1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RND nos termos da Secção 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 212.º

Custos e proveitos do comercializador de último recurso

- 1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do comercializador de último recurso, nos termos da Secção 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 213.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 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 214.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 VII 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 215.º

Fixação das tarifas

- 1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das atividades da entidade concessionária da RNT, do operador logístico de mudança de comercializador, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de outubro de cada ano.
- 2 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de outubro de cada ano.
- 3 - A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- 4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.
- 5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de novembro.



- 7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.
- 8 - A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- 9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.
- 10 - A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.
- 11 - A ERSE aprova a atualização da tarifa de energia, determinada nos termos do Artigo 162.º, com a antecedência mínima de 15 dias face à sua produção de efeitos, procedendo à sua publicação na II série do Diário da República.

Artigo 216.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação

- 1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 220.º, define os ativos da entidade concessionária da RNT e os custos e os proveitos relevantes para a fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 220.º, define os ativos do operador logístico de mudança de comercializador e os custos e proveitos 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 220.º, define os ativos da entidade concessionária da RND e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 4 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 220.º, define os ativos do comercializador de último recurso e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 5 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 220.º, define os ativos da concessionária do transporte e distribuição da RAA e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 6 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 220.º, define os ativos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 7 - A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adotar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de outubro.
- 8 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.
- 9 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção IX

Fixação excecional das tarifas

Artigo 217.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 operador logístico de mudança de comercializador, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente.



2 - O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção VIII 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 excecional 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 operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

Artigo 218.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 - A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 - A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2 -, para emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após receção 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 X

Fixação dos parâmetros no período de regulação

Artigo 219.º

Balanço de energia elétrica

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia elétrica referente ao ano anterior (t-2).



- 2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia elétrica referentes ao ano em curso (t-1) e a cada um dos anos do período de regulação.
- 3 - Os balanços de energia elétrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às atividades desenvolvidas pela respetiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.
- 4 - Os balanços previsionais de energia elétrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 220.º

Informação económico-financeira

- 1 - A entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, 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 operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM enviam à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:
 - a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por atividade, 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 atividade, para cada um dos anos do período de regulação.
 - c) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência de cada atividade, para cada um dos anos do 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.
- 5 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de cada período de regulação, para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, toda a informação sobre investimentos, para cada um dos anos do período de regulação.

Artigo 221.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 183.º.
- 2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.
- 3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.
- 4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.



- 5 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.
- 6 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção XI

Revisão excecional dos parâmetros no período de regulação

Artigo 222.º

Início do processo

- 1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pelo operador logístico de mudança de comercializador, ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excecional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.
- 3 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.
- 4 - A entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2 -, no prazo de 30 dias contínuos.
- 5 - A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excecional dos parâmetros.
- 6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

Artigo 223.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 operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 2 - A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.
- 3 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 4 - As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.
- 5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.



- 6 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.
- 7 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5 -, para efeitos de emissão do parecer.
- 8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.
- 9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, enviando-os à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.
- 10 - O parecer do Conselho Tarifário é tomado público pela ERSE.

Secção XII

Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição

Artigo 224.º

Início do processo

- 1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:
 - a) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT.
 - b) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efetuada pela entidade concessionária da RND.
 - c) O equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.
- 2 - A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.
- 3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND e o concessionário de distribuição em BT.

Artigo 225.º

Definição da solução a adotar

- 1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.
- 2 - A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:
 - a) Definição de uma tarifa específica.
 - b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária.
 - c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas.
 - d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.
- 3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.
- 4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.



- 5 - A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.
- 6 - A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

Secção XIII

Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 226.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 no período de regulação.
- c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 227.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 respetiva publicação.
- 2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afetadas, solicitando a sua colaboração.
- 3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na internet.

Capítulo VII

Disposições finais e transitórias

Secção I

Disposições transitórias

Artigo 228.º

Ajustamentos transitórios

Nos dois primeiros anos de aplicação deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, sendo a atualização financeira é calculada ao abrigo do atual Regulamento.

Artigo 229.º

Custos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

A definição dos parâmetros previstos no Artigo 194.º fica dependente de uma avaliação sobre as condições de funcionamento do mercado de eletricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas para vigorarem no ano seguinte.



Artigo 230.º

Revisão de montantes indevidamente recebidos

- 1 - Caso se verifique que entidades reguladas receberam indevidamente proveitos refletidos nas tarifas, devem tais entidades devolver os valores em causa, acrescidos de juros à taxa aplicável.
- 2 - A obrigação prevista no número anterior pode ser determinada pela ERSE em sede tarifária, no prazo de cinco anos a contar da data da emissão da decisão em causa, ou por um período superior, caso este esteja legalmente estabelecido.
- 3 - Os montantes devem ser devolvidos à tarifa, por via de compensação, ou, na sua impossibilidade, através da restituição nos termos determinados pela ERSE.

Artigo 231.º

Documentos complementares

A deliberação da ERSE que aprova os documentos complementares e as propostas previstas no presente regulamento reveste a forma de diretiva.

Artigo 232.º

Orientações da ERSE

- 1 - Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações e orientações genéricas aos agentes sujeitos à sua regulação.
- 2 - Os agentes sujeitos à sua regulação que optem por não acolher as recomendações da ERSE devem divulgá-lo publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet.
- 3 - As orientações genéricas visam a adoção pelos destinatários de ações consideradas pela ERSE como adequadas ao cumprimento dos princípios e regras legais e regulamentares consagrados, que serão tidos em conta na atividade de supervisão.

Artigo 233.º

Pareceres interpretativos da ERSE

- 1 - As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente Regulamento.
- 2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

Artigo 234.º

Fiscalização da aplicação do Regulamento

- 1 - A fiscalização da aplicação do presente regulamento é da competência da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.
- 2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as ações de fiscalização devem ser realizadas em execução de planos previamente aprovados pela ERSE e sempre que se considere necessário para assegurar a verificação das condições de funcionamento do SEN.
- 3 - A ERSE realiza ou promove a realização de ações de verificação, que podem incidir sobre a totalidade ou sobre parte das disposições do presente regulamento, conforme for determinado pela ERSE.
- 4 - As ações de verificação podem revestir, nomeadamente, a forma de:
 - a) Auditorias;
 - b) Ações de fiscalização;
 - c) Ações de cliente mistério.



Artigo 235.º

Auditorias e ações de fiscalização de verificação do cumprimento regulamentar

- 1 - As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento devem recorrer a mecanismos de auditoria e ações de fiscalização, sempre que previsto regulamentarmente ou que seja determinado pela ERSE, para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.
- 2 - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e das ações de fiscalização e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ERSE.

Artigo 236.º

Regime sancionatório

- 1 - A violação das disposições estabelecidas no presente regulamento constitui contraordenação punível, nos termos do regime sancionatório do setor energético.
- 2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, ações de fiscalização, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada em processo de contraordenação nos termos do regime sancionatório do setor energético.

Artigo 237.º

Informação a enviar à ERSE

Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SEN, nos termos previstos no presente regulamento, deve ser apresentada em formato eletrónico.

Artigo 238.º

Norma revogatória

- 1 - É revogado o Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro, e n.º 496/2020, de 26 de maio.
- 2 - São revogadas as alíneas d), e) e f) do n.º 1 do artigo 39.º, os números 3, 4, 5 e 6 do artigo 39.º, os números 2 e 3 do artigo 40.º e os artigos 45.º, 46.º, 47.º e 48.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica, aprovado pelo n.º 854/2019, de 4 de novembro de 2019, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro, bem como as demais disposições que se revelem incompatíveis com as normas aprovadas pelo presente Regulamento.
- 3 - São revogados os artigos 43.º, 44.º e 46.º do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, aprovado pelo Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, bem como as demais disposições que se revelem incompatíveis com as normas aprovadas pelo presente Regulamento.
- 4 - É revogado o Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril, que aprova as regras de faturação de energia reativa, indutiva e capacitiva, relativas ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição.

Artigo 239.º

Entrada em vigor

- 1 - O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação no Diário da República, sem prejuízo do disposto quanto à produção de efeitos pelo ato de aprovação.
- 2 - Sem prejuízo do exposto no número anterior, a extinção da Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, aprovada pelo presente Regulamento, produz efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022.
- 3 - As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação dos respetivos atos que as aprovam.
- 4 - A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados pela ERSE, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.

10 de agosto de 2021. — O Conselho de Administração: *Maria Cristina Portugal* — *Mariana Oliveira* — *Pedro Verdelho*.

314499822