ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

REGULAÇÃO DA ENERGIA
LEGISLAÇÃO ESSENCIAL

FICHA TÉCNICA

Título:
Regulação da Energia – Legislação Essencial

Edição:
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Publicação:
2 de novembro de 2020

ISBN
978-989-33-0745-8

ÍNDICE GERAL

INTRODUÇÃO 1
LEGISLAÇÃO SETORIAL 3
ELETRICIDADE 5
Bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) 6
Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro 7
Desenvolvimento das bases do Sistema Elétrico Nacional (SEN) 68
Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto 70
Contratos de aquisição de energia (CAE) e custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) 195
Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro 195
Promoção da utilização da energia proveniente de fontes renováveis 224
Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro 224
Potência adicional e energia do sobreequipamento 250
Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho 250
Equilíbrio concorrencial 259
Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho 259
Ajustamentos tarifários 262
Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto 262
Rendas devidas aos Municípios pela distribuição de eletricidade em baixa tensão 266
Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro 266
Tarifa Social de fornecimento de energia elétrica 271
Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro 271
Mudança de comercializador 278
Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março 278
Procedimentos de concurso público para atribuição de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão 283
Lei n.º 31/2017, de 31 de maio 283
Regime das instalações elétricas particulares 286
Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto 286
Regime aplicável ao autoconsumo de energia renovável 305
Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro 305
Alteração do regime remuneratório aplicável aos centros eletroprodutores renováveis 325
Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro 325
GÁS 347
Bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) 348
Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto 351
Ajustamentos tarifários 518
Decreto-Lei n.º 87/2011 de 18 de julho 518
Tarifa social de fornecimento de gás natural 521
Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro 521

Regime das instalações de gases combustíveis em edifícios 526
Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto 526
MOBILIDADE ELÉTRICA 545
Regime jurídico da mobilidade elétrica 546
Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril 547
COMBUSTÍVEIS E GPL 577
Bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Petrolífero Nacional (SPN) 578
Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro 579
Instalações de armazenamento de produtos do petróleo e postos de abastecimento de combustíveis 610
Decreto-Lei n.º 267/2002, de 26 de novembro 610
Regime aplicável à receção, troca e comercialização de garrafas de gás de petróleo liquefeito (GPL) 630
Decreto-Lei n.º 5/2018, de 2 de fevereiro 630
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 638
Eficiência energética e produção em cogeração 639
Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril 639
Regime jurídico de formação e execução dos contratos de desempenho energético 701
Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro 701
LEGISLAÇÃO INSTITUCIONAL 715
Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos 716
Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril 716
Lei-quadro das entidades reguladoras 761
Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto 762
OUTROS 790
SANCIONATÓRIO 792
Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE) 793
Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro 793
Regime Geral das Contraordenações 820
Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro 820
Regime aplicável às práticas comerciais desleais das empresas 848
Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março 848
Livro de Reclamações 862
Decreto-Lei n.º 156/2005, de 15 de setembro 862
Prestação de serviços aos consumidores e utentes através de call centers 880
Decreto-Lei n.º 134/2009, de 2 de junho 880
PROTEÇÃO DO CONSUMIDOR DE ENERGIA 886
Lei dos Serviços Públicos Essenciais 887
Lei n.º 23/96, de 26 de julho 887
Lei de Defesa do Consumidor 893
Lei n.º 24/96, de 31 de julho 893
Regime aplicável aos contratos celebrados à distância e fora do estabelecimento comercial 906
Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro 906

Dever de informação ao consumidor 927
Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro 927
TRIBUTAÇÃO 934
Contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) 935
Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro (Orçamento do Estado para 2014), artigo 228.º 935
Contribuição do audiovisual (CAV) 949
Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto 949

INTRODUÇÃO

A coletânea de Legislação Essencial de Regulação da Energia, que agora a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) faz publicar, em formato *e-book*, procura reunir num único título, de forma sistematizada e organizada, os principais diplomas legislativos nacionais que norteiam a atividade da regulação e dos *stakeholders* setoriais.

Os domínios da energia, nos seus múltiplos vetores, são vastíssimos e os seus ordenamentos normativos estão algo fragmentados. De entre este universo normativo, boa parte integra o acervo de matérias regulatórias que, em Portugal, no quadro do direito europeu, estão centradas nos setores da eletricidade e do gás natural (incluindo os gases de origem renovável e os gases de baixo teor de carbono), mas foram estendidos à mobilidade elétrica, aos gases de petróleo liquefeitos (GPL), aos combustíveis derivados do petróleo e aos biocombustíveis. É apenas nestas questões, de carácter eminentemente regulatório, que está centrada esta seleção de diplomas.

A ERSE preparou este *e-book*, a par de toda a legislação que sempre disponibiliza no seu *website*, com o objetivo de facilitar o acesso e o conhecimento do direito regulatório da energia num tempo em que a regulação dos setores energéticos tem vindo, justamente, a conhecer grande expansão e um número de interessados crescente. A todos este *e-book* pretende ser útil.

Esta coletânea não inclui nem legislação europeia, nem a regulamentação aplicável, sem prejuízo de os diplomas coligidos permitem acesso por hiperligações a outros diplomas. Aquelas exclusões tornaram-se necessárias para que fosse possível manter uma dimensão que permitisse uma fácil gestão documental.

Para além disso, como já se avançou, esta publicação não tem a ambição de exaurir as matérias sujeitas à regulação. Limita-se a coligir, segundo um critério perspetivado pela regulação, os diplomas nacionais com maior relevância prática para o intérprete e para o aplicador do direito.

Sem prejuízo de todo o cuidado tido na elaboração desta coletânea, naturalmente a mesma não dispensa, nem substitui, a consulta e leitura do *Diário da República*.

Outubro de 2020

LEGISLAÇÃO SETORIAL

ELETRICIDADE

Bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN)

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS 9
CAPÍTULO II ORGANIZAÇÃO, REGIME DE ATIVIDADES E FUNCIONAMENTO 16
SECÇÃO I PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE 17
Subsecção I Regime de exercício e classificação 17
Subsecção II Relacionamento comercial 18
SECÇÃO II EXPLORAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE 19
Subsecção I Regime de exercício, constituição e operação 19
Subsecção II Operador de transporte independente 28
Subsecção III Ligação e acesso às redes de transporte 36
Subsecção IV Relacionamento comercial 37
Subsecção V Planeamento 37
SECÇÃO III EXPLORAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE 38
Subsecção I Regime de exercício, instalações e operação 38
Subsecção II Ligação e acesso às redes de distribuição 41
Subsecção III Relacionamento comercial 42
Subsecção IV Planeamento das redes de distribuição 42
Subsecção V Redes de distribuição fechadas 43
SECÇÃO IV COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE 44
Subsecção I Regime do exercício 44
Subsecção II Relacionamento comercial 46
Subsecção III Comercializador de último recurso 48
Subsecção IV Facilitador de mercado 50
SECÇÃO V GESTÃO DE MERCADOS ORGANIZADOS 51
CAPÍTULO III CONSUMIDORES 52
CAPÍTULO IV REGULAÇÃO 54
SECÇÃO I DISPOSIÇÕES E ATRIBUIÇÕES GERAIS 54
SECÇÃO II SISTEMA TARIFÁRIO 58
CAPÍTULO V SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO 59
CAPÍTULO VI PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO 60
CAPÍTULO VII REGIÕES AUTÓNOMAS 61
CAPÍTULO VIII REGIME TRANSITÓRIO 62
CAPÍTULO IX DISPOSIÇÕES FINAIS 64

Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro

Estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e revoga a Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro

O quadro organizativo do sistema elétrico nacional foi aprovado em 1995 e estabeleceu a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e de um sistema elétrico independente, sendo este último organizado segundo uma lógica de mercado.

Aquele quadro sofreu alterações em 1997, de forma a consagrar, na íntegra, os princípios da Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro.

A Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, revogou a Diretiva n.º 96/92/CE e estabeleceu novas regras para o mercado interno da eletricidade, implicando a alteração da legislação aprovada em 1995 e 1997.

As alterações legislativas ocorridas em 2003 e em 2004 assumiram um carácter meramente transitório, faltando-lhes a sua integração num quadro legislativo devidamente sistematizado e coerente.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro, que aprovou a estratégia nacional para a energia, estabelece como uma das linhas de orientação a liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, através da alteração dos respetivos enquadramentos estruturais.

O presente decreto-lei, concretizando no plano normativo a orientação estratégica da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro, define para o setor elétrico um quadro legislativo coerente e articulado com a legislação comunitária e os principais objetivos estratégicos aprovados na referida resolução. Neste sentido, são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, transpondo-se, desta forma, os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, tendo por finalidade o incremento de um mercado livre e concorrencial.

Em contraposição com o anterior regime, o novo quadro estabelece um sistema elétrico nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. Estas atividades são exercidas tendo em conta a racionalidade dos meios a utilizar e a proteção do ambiente, nomeadamente através da eficiência energética e da promoção das energias renováveis e sem prejuízo das obrigações de serviço público.

A produção de eletricidade integra a classificação de produção em regime ordinário e produção em regime especial. Ao exercício desta atividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado, em articulação com a promoção de uma política que confere grande relevância à eficiência energética e à proteção do ambiente, incrementando a produção de eletricidade mediante o recurso a fontes endógenas renováveis de energia. O acesso à atividade é livre, cabendo aos interessados, no quadro de um mercado liberalizado, a respetiva iniciativa. Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores. Neste ambiente liberalizado, o Estado atua de forma supletiva à

iniciativa privada, criando as condições de enquadramento para que a atividade desta se possa mover num ambiente profícuo ao desenvolvimento do mercado. Nestes termos, cabe ao Estado suprir as falhas de mercado, assumindo uma posição de garante do abastecimento de eletricidade, através da monitorização permanente do setor elétrico pelos órgãos competentes da Administração Pública, com a colaboração dos intervenientes no setor, nomeadamente das empresas reguladas. É neste quadro que, no caso de a iniciativa privada não estar a assegurar as capacidades de produção de eletricidade que garantam o abastecimento, cabe ao Estado, através de concurso público, promover as condições possibilitadoras da produção, de acordo com as necessidades do consumo, da eficiência energética e da promoção da qualidade ambiental.

A atividade de transporte de eletricidade é exercida mediante a exploração da rede nacional de transporte, a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. Esta atividade é separada jurídica e patrimonialmente das demais atividades desenvolvidas no âmbito do sistema elétrico nacional, assegurando-se a independência e a transparência do exercício da atividade e do seu relacionamento com as demais. Considerando que a rede nacional de transporte assume um papel crucial no sistema elétrico nacional, a sua exploração integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição, que corresponde à rede em média e alta tensões, e da exploração das redes de distribuição em baixa tensão. A rede nacional de distribuição é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público, convertendo-se a atual licença vinculada de distribuição de eletricidade em média e alta tensões em contrato de concessão, no respeito das garantias do equilíbrio de exploração da atual entidade licenciada. As redes de distribuição em baixa tensão continuam a ser exploradas mediante concessões municipais, sem prejuízo de os municípios continuarem a poder explorar diretamente as respetivas redes. Esta atividade é juridicamente separada das atividades do transporte e das demais atividades não relacionadas com a distribuição, não sendo obrigatória esta separação quando os distribuidores de baixa tensão abasteçam menos de 100 000 clientes. As atuais concessionárias de distribuição de baixa tensão continuam a explorar as respetivas concessões pelo prazo de duração das mesmas.

A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente, definindo-se, claramente, o elenco dos direitos e dos deveres na perspetiva de um exercício transparente da atividade. No exercício da sua atividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade. Para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição de eletricidade, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores, destinatários dos serviços de eletricidade, podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual. Para o efeito, os consumidores são os titulares do direito de acesso às redes. Tendo em vista simplificar e tornar efetiva a mudança do comercializador, é criada a figura do operador logístico de mudança de comercializador, sendo o seu regime de exercício objeto de legislação complementar.

No âmbito da proteção dos consumidores, define-se um serviço universal, caracterizado pela garantia do fornecimento em condições de qualidade e continuidade de serviço e de proteção quanto a tarifas e preços e de acesso a informação em termos simples e compreensíveis. As associações de defesa dos consumidores têm direito a participação e consulta quanto ao enquadramento das atividades que diretamente se relacionem com os direitos dos consumidores. Ainda no âmbito da proteção dos consumidores, consagra-se a figura do comercializador de último recurso, sujeito a regulação, que assume o papel de garante do

fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente aos mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade de serviço. Trata-se de uma entidade que atuará enquanto o mercado liberalizado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência, em condições de assegurar a todos os consumidores o fornecimento de eletricidade segundo as suas necessidades. Neste sentido, as funções de comercializador de último recurso são atribuídas, provisoriamente, aos distribuidores de eletricidade pelo prazo de duração da sua concessão.

Nos termos referidos no decreto-lei, as atividades de transporte, distribuição, comercialização de eletricidade de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação. Sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas, a regulação setorial é da competência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, cabendo-lhe, na esfera das suas atribuições, elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do setor, a entregar ao Governo, para posterior envio à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

A segurança do abastecimento é garantida pelo Estado, através da adoção de medidas adequadas ao equilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, à diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das instalações necessárias. Compete à Direção-Geral de Energia e Geologia a monitorização da segurança do abastecimento, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte. A Direção-Geral de Energia e Geologia elaborará, periodicamente, um relatório de monitorização que será entregue ao Governo, à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

No quadro da convergência do sistema elétrico nacional, o decreto-lei é aplicável às Regiões Autónomas, através de diplomas regionais a adotar pelos seus órgãos competentes, no respeito dos princípios dos seus estatutos.

Os regimes de exercício das atividades previstas neste decreto-lei, incluindo os procedimentos para atribuição das concessões e das licenças, são objeto de desenvolvimento em legislação complementar.

Foram ouvidos os órgãos de governo próprio das Regiões Autónomas, a Associação Nacional de Municípios Portugueses, o Conselho Nacional do Consumo e a Comissão Nacional de Proteção de Dados Pessoais.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto

1 - O presente decreto-lei estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

2 - O presente decreto-lei transpõe para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 2.º
Âmbito de aplicação

1 - O presente decreto-lei aplica-se a todo o território nacional, sem prejuízo do disposto no capítulo VII.

2 - Salvo menção expressa no presente decreto-lei, as referências à organização, ao funcionamento e ao regime das atividades que integram o SEN reportam-se ao continente.

3 - O disposto no número anterior não prejudica, a nível nacional, a unidade e a integração do SEN.

Artigo 3.º
Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, entende se por:

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

b) «Baixa tensão (BT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;

c) «Cliente» o cliente grossista e o cliente final de eletricidade;

d) «Cliente doméstico» o consumidor final que compra eletricidade para uso doméstico próprio, excluindo atividades comerciais ou profissionais;

e) «Cliente elegível» o consumidor livre de comprar eletricidade ao fornecedor da sua escolha;

f) «Cliente final» o consumidor que compra eletricidade para consumo próprio;

g) «Cliente final economicamente vulnerável» a pessoa que se encontre na condição de beneficiar da tarifa social de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro;

h) «Cliente grossista» a pessoa singular ou coletiva que compra eletricidade para efeitos de revenda;

i) «Comercialização» a compra e venda de eletricidade a clientes, incluindo a revenda;

j) «Comercializador» a entidade registada para a comercialização de eletricidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade;

k) «Comercializador de último recurso» a entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço universal;

l) «Consumidor» o cliente final de eletricidade;

m) «Controlo» a relação entre empresas, na aceção do Regulamento (CE) n.º 139/2004, de 20 de janeiro, relativo ao controlo das concentrações de empresas, decorrente de direitos, contratos ou outros meios que conferem a uma empresa, isoladamente ou em conjunto, e tendo em conta as circunstâncias de facto e de direito, a possibilidade de exercer uma influência determinante sobre outra, nomeadamente através de direitos de propriedade, de uso ou de fruição sobre a totalidade ou parte dos ativos de uma empresa ou de direitos ou contratos que conferem uma influência determinante na composição, nas deliberações ou nas decisões dos órgãos de uma empresa;

n) «Derivado de eletricidade» um dos instrumentos financeiros especificados nos n.os 5, 6 ou 7 da secção C do anexo I da Diretiva n.º 2004/39/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho,

de 21 de abril, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, sempre que esteja relacionado com a eletricidade;

o) «Distribuição» a veiculação de eletricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensões para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

p) «Distribuidor» a entidade titular de uma concessão de distribuição de eletricidade;

q) «Empresa coligada» uma empresa filial, na aceção do artigo 41.º da Sétima Diretiva n.º 83/349/CEE, do Conselho, de 13 de junho, baseada na alínea g) do n.º 2 do artigo 44.º do Tratado da Comunidade Europeia e relativa às contas consolidadas, ou uma empresa associada, na aceção do n.º 1 do artigo 33.º da mesma diretiva, ou ainda empresas que pertençam aos mesmos acionistas;

r) «Empresas de eletricidade» os intervenientes no SEN, nos termos do artigo 14.º do presente decreto-lei, com exceção dos consumidores de eletricidade;

s) «Empresa horizontalmente integrada» uma empresa que exerce pelo menos uma das atividades de produção para venda, transporte, distribuição ou fornecimento de eletricidade e ainda uma atividade não diretamente ligada ao setor da eletricidade;

t) «Empresa verticalmente integrada» uma empresa de eletricidade ou um grupo de empresas de eletricidade em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controlo e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de transporte ou distribuição e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de eletricidade;

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) «Interligação» o equipamento de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados membros vizinhos, com a única finalidade de interligar as respetivas redes de transporte de eletricidade;

w) «Linha direta» a linha elétrica que liga um local de produção isolado a um cliente isolado, ou linha elétrica que liga um produtor de eletricidade e uma empresa de comercialização de eletricidade para abastecer diretamente os seus próprios estabelecimentos, filiais e clientes elegíveis;

x) «Média tensão (MT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;

y) «Mercados organizados» os sistemas com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de eletricidade e de instrumentos cujo ativo subjacente seja eletricidade ou ativo equivalente;

z) «Muito alta tensão (MAT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV;

aa) «Operador da rede de distribuição» a pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de distribuição e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

bb) «Operador da rede de transporte» a pessoa singular ou coletiva responsável que exerce a atividade de transporte e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, das suas interligações

com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de eletricidade;

cc) «Operador de transporte independente (OTI)» a entidade que adote as regras da subsecção II da secção II do capítulo II do presente decreto-lei e que nessa qualidade seja certificada, aprovada e designada como operador da Rede Nacional de Transporte (RNT);

dd) «Produção distribuída» a produção de eletricidade em centrais ligadas à rede de distribuição;

ee) «Produtor» a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;

ff) «Rede interligada» a rede constituída por várias redes de transporte e de distribuição ligadas entre si;

gg) «Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP)» o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de eletricidade que integram a Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), a Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão (RND) e as redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão;

hh) «Rede Nacional de Distribuição (RND)» a rede nacional de distribuição de eletricidade em média e alta tensão;

ii) «Rede Nacional de Transporte (RNT)» a rede nacional de transporte de eletricidade, no continente;

jj) «Sistema elétrico nacional (SEN)» o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei no território nacional;

kk) «Serviços de sistema» os meios e contratos necessários para o acesso e exploração, em condições de segurança, de um sistema elétrico, mas excluindo aqueles que são tecnicamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções;

ll) «Sistema» o conjunto de redes, de instalações de produção, de pontos de receção e de entrega de eletricidade ligados entre si e localizados em Portugal e das interligações a sistemas elétricos vizinhos;

mm) «Transporte» a veiculação de eletricidade numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;

nn) «Utilizador da rede» a pessoa singular ou coletiva que entrega eletricidade à rede ou que é abastecida através dela.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 4.º
Objetivo e princípios gerais

1 - O exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei tem como objetivo fundamental contribuir para o desenvolvimento e para a coesão económica e social, assegurando, nomeadamente, a oferta de eletricidade em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa quer quantitativamente.

2 - O exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei deve obedecer a princípios de racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, contribuindo para a progressiva melhoria da competitividade e eficiência do SEN, no quadro da realização do mercado interno de energia, tendo em conta a utilização racional dos recursos, a sua preservação, a manutenção do equilíbrio ambiental e a proteção dos consumidores.

3 - O exercício das atividades previstas no presente decreto-lei processa-se com observância dos princípios da concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.

4 - O exercício das atividades de produção e de comercialização de eletricidade processa-se em regime de livre concorrência.

5 - O exercício das atividades de transporte e de distribuição de eletricidade processa-se em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, nos termos definidos em diploma específico.

6 - [Revogado].

7 - Nos termos do presente decreto-lei, são assegurados a todos os interessados os seguintes direitos:

a) Liberdade de acesso ou de candidatura ao exercício das atividades;

b) Não discriminação;

c) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

d) Imparcialidade nas decisões;

e) Transparência e objetividade das regras e decisões;

f) Acesso à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível;

g) Liberdade de escolha do comercializador de eletricidade.

h) Direito de reclamação e ao seu tratamento eficiente.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 5.º
Obrigações de serviço público

1 - Sem prejuízo do exercício das atividades em regime livre e concorrencial, são estabelecidas obrigações de serviço público.

2 - As obrigações de serviço público são da responsabilidade dos intervenientes no SEN, nos termos previstos no presente decreto-lei e na legislação complementar.

3 - 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 da 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 proteção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos;

f) A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas elétricos das Regiões Autónomas.

Artigo 6.º
Proteção dos consumidores

1 - [Revogado].

2 - No exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, é assegurada a proteção dos consumidores, nomeadamente quanto à prestação do serviço, ao exercício do direito de informação, à qualidade da prestação do serviço, às tarifas e preços, à repressão de cláusulas abusivas e à resolução de litígios, de acordo com o previsto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, alterada pelas Leis n.os 12/2008, de 26 de fevereiro, 24/2008, de 2 de junho, 6/2011, de 10 de março, e 44/2011, de 22 de junho.

3 - Para os efeitos do disposto no número anterior, são adotados os seguintes mecanismos:

a) Disponibilização de uma plataforma centralizada que preste aos consumidores de energia toda a informação necessária ao exercício dos seus direitos, a indicação da legislação em vigor e os meios de resolução de litígios disponíveis;

b) O tratamento eficiente das reclamações através da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), e a resolução extrajudicial de litígios, nos termos previstos na lei, nomeadamente na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, e nos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.os 200/2002, de 25 de setembro, e 212/2012, de 25 de setembro.

4 - É assegurada proteção ao cliente final economicamente vulnerável, através da adoção de medidas de salvaguarda destinadas a satisfazer as suas necessidades de consumo, designadamente em matéria de preços e de proibição de cortes de ligação.

5 - As associações de consumidores têm o direito de ser consultadas na definição do enquadramento jurídico das atividades previstas no presente decreto-lei.

6 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 7.º
Proteção do ambiente

1 - No exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, os intervenientes no SEN devem adotar as providências adequadas à minimização dos impactes ambientais, observando as disposições legais aplicáveis.

2 - O Governo deve promover políticas de utilização racional de energia e incentivar a utilização dos recursos renováveis tendo em vista a eficiência energética e a promoção da qualidade do ambiente.

Artigo 8.º
Medidas de salvaguarda

1 - Em caso de crise energética como tal definida na lei aplicável às crises energéticas, nomeadamente de crise súbita no mercado da energia ou de ameaça à segurança de pessoas e bens ou à integridade da rede, o Governo pode adotar medidas excecionais de salvaguarda, em

conformidade com os termos previstos na lei aplicável às crises energéticas e às infraestruturas críticas.

2 - As medidas de salvaguarda devem ser limitadas no tempo e restringir-se ao necessário para solucionar a crise ou ameaça que as justificou, minorando as perturbações no funcionamento do mercado de eletricidade.

3 - O Governo comunica de imediato as medidas de salvaguarda adotadas aos outros Estados membros e à Comissão Europeia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 9.º
Competências do Governo

1 - O Governo define a política do SEN e a sua organização e funcionamento, com vista à realização de um mercado competitivo, eficiente, seguro e ambientalmente sustentável, de acordo com o presente decreto-lei, competindo-lhe, neste âmbito:

a) Emitir a legislação complementar relativa ao exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei;

b) Emitir a legislação complementar relativa ao projeto, ao licenciamento, à execução e à exploração das instalações elétricas;

c) Promover a cooperação dos mercados regionais;

d) Promover a adoção de medidas e políticas sociais necessárias à proteção dos clientes finais economicamente vulneráveis;

e) Colaborar no desenvolvimento de infraestruturas fundamentais para a construção do mercado interno da energia.

2 - Compete, ainda, ao Governo garantir a segurança do abastecimento do SEN, designadamente através da:

a) Definição das participações dos vários vetores energéticos para a produção de eletricidade;

b) Promoção da adequada diversificação das fontes de abastecimento;

c) Definição e promoção da contribuição dos recursos endógenos renováveis;

d) Promoção da eficiência energética e da utilização racional de eletricidade;

e) Monitorização da segurança do abastecimento;

f) Declaração de crise energética nos termos da legislação aplicável e adoção das correspondentes medidas de salvaguarda, de forma a minorar os seus efeitos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Capítulo II
Organização, regime de atividades e funcionamento

Artigo 10.º
Sistema elétrico nacional

Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por «SEN» o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei no território nacional.

Artigo 11.º
Rede Elétrica de Serviço Público

1 - No continente, a RESP abrange o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão.

2 - Nas Regiões Autónomas, a estrutura das respetivas RESP é estabelecida pelos órgãos competentes regionais, nos termos definidos no capítulo VII.

3 - Os bens que integram a RESP só podem ser onerados ou transmitidos nos termos previstos em legislação complementar.

Artigo 12.º
Utilidade pública das instalações da RESP

1 - As instalações da RESP são consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - O estabelecimento e a exploração das instalações da RESP ficam sujeitos à aprovação dos respetivos projetos nos termos da legislação aplicável.

3 - A aprovação dos projetos confere ao seu titular os seguintes direitos:

a) Utilizar, nas condições definidas pela legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e dos municípios para o estabelecimento ou passagem das partes integrantes da RESP, nos termos da legislação aplicável;

b) Solicitar a expropriação, por utilidade pública e urgente, nos termos do Código das Expropriações, dos imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP;

c) Solicitar a constituição de servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RESP, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 13.º
Atividades do sistema elétrico nacional

O SEN integra o exercício das seguintes atividades:

a) Produção de eletricidade;

b) Transporte de eletricidade;

c) Distribuição de eletricidade;

d) Comercialização de eletricidade;

e) Operação de mercados organizados de eletricidade;

f) Operação logística de mudança de comercializador de eletricidade.

g) Outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado no SEN.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 14.º
Intervenientes no SEN

São intervenientes no SEN:

a) Os produtores de eletricidade;

b) O operador da rede de transporte de eletricidade;

c) Os operadores das redes de distribuição de eletricidade em MT e AT;

d) Os operadores das redes de distribuição de eletricidade em BT;

e) Os comercializadores de eletricidade, incluindo o comercializador de último recurso;

f) Os operadores de mercados de eletricidade;

g) O operador logístico da mudança de comercializador de eletricidade;

h) Os consumidores de eletricidade.

i) Outros intervenientes que, nos termos da lei, possam exercer as atividades previstas na alínea g) do artigo anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Secção I
Produção de eletricidade

Subsecção I
Regime de exercício e classificação

Artigo 15.º
Regime de exercício

O exercício da atividade de produção de eletricidade é livre, ficando sujeito à obtenção de licença ou, nos casos previstos em legislação complementar, à realização de comunicação prévia junto das entidades administrativas competentes.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 16.º
Classificação

A produção de eletricidade assume a seguinte classificação:

a) Produção em regime ordinário;

b) Produção em regime especial.

Artigo 17.º
Produção de eletricidade em regime ordinário

1 - Considera-se produção de eletricidade em regime ordinário a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial.

2 - O disposto no número anterior não prejudica a inclusão no regime ordinário dos centros eletroprodutores:

a) Relativamente aos quais ainda produzam efeitos contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.os 56/97, de 14 de março, 198/2000, de 24 de agosto, 153/2004, de 30 de junho, 172/2006, de 23 de agosto, e 226-A/2007, de 31 de maio;

b) Que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho;

c) Que beneficiem de incentivos à garantia de potência pelos mesmos disponibilizada ao SEN, nos termos previstos em legislação complementar.

3 - O regime jurídico de produção em regime ordinário, que inclui os procedimentos para a atribuição das licenças, é estabelecido em legislação complementar.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Artigo 18.º
Produção de eletricidade em regime especial

1 - Considera-se produção em regime especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.

2 - A produção de eletricidade em regime especial pode beneficiar de incentivos à utilização de recursos endógenos renováveis ou à promoção da eficiência energética através da produção combinada de calor e eletricidade, nos termos e pelo período estabelecido na lei.

3 - O regime jurídico de produção em regime especial é estabelecido na lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Subsecção II
Relacionamento comercial

Artigo 19.º
Relacionamento dos produtores de eletricidade em regime ordinário

1 - Os produtores de eletricidade em regime ordinário podem vender a eletricidade produzida através das seguintes modalidades de relacionamento comercial:

a) Celebração de contratos bilaterais com clientes finais, com comercializadores de eletricidade e, se for o caso, com a entidade responsável pela gestão dos contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.os 56/97, de 14 de março, 198/2000, de 24 de agosto, 153/2004, de 30 de junho, 172/2006, de 23 de agosto, e 226-A/2007, de 31 de maio, que ainda se mantenham em vigor;

b) Participação nos mercados organizados.

2 - Os produtores de eletricidade em regime ordinário podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Artigo 20.º
Relacionamento dos produtores de eletricidade em regime especial

1 - Os produtores de eletricidade em regime especial gozam do direito de vender toda ou parte da eletricidade que produzem ao comercializador de último recurso, sempre que beneficiem de remuneração garantida, ou, quando não usufruam de tal benefício, a um qualquer comercializador, incluindo um facilitador de mercado que agregue a produção, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, nas condições estabelecidas na lei.

2 - Os produtores de eletricidade em regime especial podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados, nos termos previstos na lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Secção II
Exploração das redes de transporte de eletricidade

Subsecção I
Regime de exercício, constituição e operação

Artigo 21.º
Regime de exercício

1 - A atividade de transporte de eletricidade, que integra a gestão global do sistema, é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da RNT.

2 - A concessão da RNT é atribuída na sequência de realização de concurso público, salvo se, de acordo com os princípios e regras gerais da contratação pública, estiverem reunidas condições para o recurso a outro procedimento adjudicatório, mediante contrato outorgado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado.

3 - [Revogado].

4 - As bases da concessão da RNT, bem como os procedimentos para a sua atribuição, são estabelecidas em legislação complementar.

5 - A entidade concessionária da RNT está obrigada a respeitar as disposições legais em matéria de certificação e a praticar os necessários atos e diligências com vista a garantir a obtenção e manutenção da referida certificação.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 22.º
Composição da RNT

A RNT compreende as redes que integram a concessão do operador da RNT, as interligações e as instalações para a operação da rede de transporte e para a gestão técnica global do SEN.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 23.º
Gestão técnica global do SEN

1 - A gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das instalações que constituem o SEN, de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, nos termos previstos em legislação complementar.

2 - A gestão técnica global do SEN é da responsabilidade do operador da RNT.

Ver todas as alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 74/2012 - Diário da República n.º 237/2012, Série I de 2012-12-07, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 23.º-A
Funções do operador da RNT no âmbito da política energética

1 - A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) define e concretiza, mediante regulamento, a forma de execução das obrigações do operador da RNT previstas na lei e no contrato de concessão no apoio ao concedente em matéria de política energética e que não estejam exclusivamente ligadas à exploração da RNT e à gestão técnica do sistema, as quais devem ser cumpridas de forma independente.

2 - O cumprimento das obrigações previstas no número anterior é acompanhado e fiscalizado por uma comissão de auditoria, composta por representantes, em número igual, do Estado, enquanto concedente, e da ERSE.

3 - Compete à DGEG promover a constituição da comissão de auditoria prevista no número anterior e aprovar o respetivo regulamento de funcionamento, após parecer vinculativo da ERSE.

4 - A comissão de auditoria prevista no n.º 2 deve reunir pelo menos uma vez por trimestre e elaborar relatórios, com a periodicidade indicada no regulamento previsto no número anterior, indicando as situações de incumprimento ou cumprimento defeituoso detetadas e as medidas propostas com vista à respetiva sanação e formulando recomendações quanto à atuação da entidade concessionária da RNT no exercício das funções decorrentes das obrigações referidas no n.º 1.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 24.º
Operador da RNT

1 - O operador da RNT é a entidade concessionária da respetiva rede, sem prejuízo do disposto nos artigos 25.º-A a 25.º-F.

2 - São deveres do operador da RNT, nomeadamente:

a) Assegurar a exploração e manutenção da RNT em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;

b) Gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada;

c) Disponibilizar serviços de sistema aos utilizadores da RESP, nomeadamente através de mecanismos eficientes de compensação de desvios de energia, assegurando a respetiva liquidação;

d) Assegurar a capacidade a longo prazo da RNT, contribuindo para a segurança do abastecimento;

e) Assegurar o planeamento, a construção e a gestão técnica da RNT de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações e os meios técnicos disponíveis, tendo em conta o estabelecido na alínea seguinte;

f) Assegurar o relacionamento e o cumprimento das obrigações junto da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (REORT) para a eletricidade;

g) Assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da RNT;

h) Facultar aos utilizadores da RNT as informações de que necessitem para o acesso à rede;

i) Fornecer ao operador de qualquer outra rede, com a qual esteja ligado, e aos intervenientes do SEN as informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes, bem como ao seu funcionamento seguro e eficiente;

j) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, salvo na medida do que for necessário ao cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia;

k) Prever o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento, no curto e médio prazos;

l) Prever a utilização dos equipamentos de produção e, em especial, do uso das reservas hidroelétricas;

m) Receber dos operadores de mercado e de todos os agentes diretamente interessados toda a informação necessária à gestão técnica global de sistema.

n) Publicar as informações necessárias para assegurar uma concorrência efetiva e o funcionamento eficaz do mercado, sem prejuízo da garantia de confidencialidade de informações comercialmente sensíveis, nos termos dos regulamentos da ERSE.

3 - Para efeitos do disposto nas alíneas b) e c) do número anterior, devem ser aplicados mecanismos transparentes e competitivos, definidos no Regulamento de Operação das Redes.

4 - Não é permitido ao operador da RNT a aquisição de eletricidade para efeitos de comercialização.

5 - O operador da RNT não pode utilizar abusivamente informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros no âmbito do fornecimento ou da negociação do acesso à rede.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 25.º
Separação jurídica e patrimonial da atividade de transporte

1 - O operador da RNT é independente, no plano jurídico e patrimonial, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural.

2 - De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos:

a) O operador da RNT ou as empresas que o controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou direitos sobre uma empresa que exerça qualquer das atividades de produção ou de comercialização de eletricidade ou de gás natural;

b) As pessoas que exerçam qualquer das atividades de produção ou de comercialização de eletricidade ou de gás natural ou as empresas que as controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou exercer direitos sobre o operador da RNT ou a RNT;

c) O operador da RNT ou qualquer um dos seus acionistas não podem, direta ou indiretamente, designar membros do órgão de administração ou de fiscalização de empresas que exerçam as atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás natural ou de órgãos que legalmente as representam;

d) As pessoas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas que exerçam qualquer das atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás natural não podem, direta ou indiretamente, designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização do operador da RNT ou de órgãos que legalmente o representam;

e) As pessoas que integram o órgão de administração ou de fiscalização do operador da RNT ou os órgãos que legalmente o representam estão impedidas de integrar órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam a atividade de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás natural, não podendo os referidos gestores do operador da RNT prestar serviços, direta ou indiretamente, a estas empresas;

f) Os interesses profissionais das pessoas referidas na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência;

g) O operador da RNT deve dispor de um poder decisório efetivo e independente de outros intervenientes do SEN, designadamente no que respeita aos ativos necessários para manter ou desenvolver a rede;

h) O operador da RNT deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da operação da rede e proceder à sua publicitação;

i) Nenhuma entidade, incluindo as que exerçam atividades no setor elétrico, nacional ou estrangeiro, pode deter, diretamente ou sob qualquer forma indireta, mais de 25% do capital social do operador da RNT ou de empresas que o controlem.

j) [Revogada].

3 - O exercício de direitos nos termos e para os efeitos referidos nas alíneas a) a d) do número anterior integra, em particular:

a) O poder de exercer direitos de voto;

b) O poder de designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização ou dos órgãos que legalmente representam a empresa;

c) A detenção da maioria do capital social.

4 - O disposto na alínea i) do n.º 2 e no número anterior não se aplica ao Estado ou a empresas por ele controladas, nem prejudica a existência de relações de domínio no seio do grupo societário em que o operador da RNT se integra à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio.

5 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 112/2012 - Diário da República n.º 100/2012, Série I de 2012-05-23, em vigor a partir de 2012-05-24

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 25.º-A
Aprovação, designação e certificação do operador da RNT

1 - A entidade concessionária da rede de transporte deve ser aprovada e designada como operador da RNT pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o qual deve comunicar essa designação à Comissão Europeia e promover a sua publicação no Jornal Oficial da União Europeia.

2 - Para que possa ser aprovada e designada como operador da RNT, a entidade concessionária da rede de transporte deve requerer a sua certificação nos termos do presente artigo, sem prejuízo de a ERSE poder promover a referida certificação no caso de a entidade concessionária não o fazer atempadamente.

3 - A certificação da entidade concessionária como operador da RNT tem como objetivo avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial estabelecidas no artigo anterior, sem prejuízo do disposto no artigo 25.º-F.

4 - A entidade concessionária da RNT é certificada pela ERSE, a quem cabe, também, o permanente acompanhamento e fiscalização do cumprimento das condições da certificação concedida.

5 - A entidade concessionária da RNT deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a apreciação do cumprimento das condições referidas no n.º 1.

6 - A ERSE elabora um projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNT no prazo de quatro meses a contar da data da sua apresentação, findo o qual se considera tacitamente emitido um projeto de decisão que concede a certificação.

7 - O projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNT é imediatamente notificado pela ERSE à Comissão Europeia, para efeitos de emissão de parecer nos termos previstos no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, devendo ser acompanhado de toda a informação relevante associada à decisão.

8 - No prazo de dois meses após a receção do parecer da Comissão Europeia ou do decurso do prazo para a sua emissão, a ERSE deve aprovar uma decisão definitiva sobre o pedido de certificação do operador da RNT, tendo em consideração o referido parecer, nos termos previstos no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

9 - A decisão referida no número anterior é publicada, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

10 -A ERSE e a Comissão Europeia podem pedir à entidade concessionária da RNT e às empresas que exercem atividades de produção ou de comercialização qualquer informação com relevância para o cumprimento das suas funções ao abrigo do presente artigo.

11 -A ERSE deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis que obtenha durante o processo de certificação.

12 -Os procedimentos a observar para a certificação do cumprimento das condições previstas no n.º 3 são estabelecidos por regulamentação emitida pela ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 25.º-B
Reapreciação das condições de certificação do operador da RNT

1 - O operador da RNT deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas que possam exigir a reapreciação das condições relativas à separação jurídica e patrimonial estabelecidas no artigo 25.º.

2 - A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação:

a) Após a receção de uma notificação do operador da RNT nos termos previstos no número anterior;

b) Sempre que tenha conhecimento, por outra via, da realização ou da previsão de alterações ou transações que levem ao incumprimento das condições da certificação do operador da RNT;

c) Na sequência de pedido fundamentado da Comissão Europeia.

3 - A reapreciação da certificação observa, com as devidas adaptações, o disposto nos n.os 4 a 12 do artigo anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 25.º-C
Certificação relativamente a países terceiros à União Europeia

1 - Caso a entidade concessionária da rede de transporte seja controlada por uma pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia, a respetiva certificação como operador da RNT observa o disposto no presente artigo e no artigo seguinte.

2 - A ERSE deve notificar a Comissão Europeia do pedido de certificação apresentado pela entidade referida no número anterior.

3 - A entidade concessionária deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a decisão a proferir, cabendo à ERSE notificar, de imediato, a Comissão Europeia caso tais alterações ou transações sejam suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo da entidade concessionária ou da RNT por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

4 - A ERSE elabora um projeto de decisão, no prazo máximo de quatro meses a contar da data de apresentação do pedido de certificação.

5 - A ERSE remete o projeto de decisão à Comissão Europeia para emissão de parecer sobre:

a) Se a entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimonial previstos no artigo 25.º ou, no caso previsto nos n.os 5 e seguintes do artigo 25.º-F, o disposto na subsecção II da presente secção; e

b) Se a atribuição da certificação põe, ou não, em risco a segurança do abastecimento energético da União Europeia.

6 - A Comissão Europeia emite o seu parecer sobre o projeto de decisão remetido nos termos do número anterior e notifica-o à ERSE no prazo de dois meses após a receção do pedido, prorrogável por mais dois meses se a Comissão Europeia consultar a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, o membro do Governo responsável pela área da energia ou os interessados sobre o referido projeto de decisão.

7 - Na falta de emissão de parecer no prazo indicado no número anterior, considera-se que a Comissão Europeia não tem objeções ao projeto de decisão da ERSE.

8 - O parecer da Comissão Europeia é tomado em consideração na decisão final sobre o pedido de certificação.

9 - A ERSE emite a sua decisão final no prazo de dois meses a contar da receção do parecer da Comissão Europeia ou do termo do prazo para a respetiva emissão.

10 -A decisão final é imediatamente notificada pela ERSE à Comissão Europeia, acompanhada de todas as informações relevantes a ela associadas e, se for o caso, dos fundamentos da divergência com o parecer da Comissão Europeia.

11 -A decisão final e respetiva fundamentação são publicadas, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 25.º-D
Recusa de certificação relativamente a países terceiros

1 - A ERSE deve recusar a certificação da entidade concessionária referida no n.º 1 do artigo anterior, sempre que não tiver sido demonstrado que:

a) A entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimoniais previstos no artigo 25.º ou, no caso previsto nos n.os 5 e seguintes do artigo 25.º-F, o disposto na subsecção II da presente secção;

b) A certificação não põe em risco a segurança do abastecimento energético, a nível nacional ou da União Europeia, tendo em conta o disposto no número seguinte.

2 - Na avaliação realizada ao abrigo da alínea b) do número anterior, deve ter-se em consideração:

a) Os direitos e obrigações assumidos pela União Europeia em relação ao país ou países terceiros em causa à luz do direito internacional, designadamente os acordos celebrados com um ou mais países terceiros em que a União Europeia seja parte e que tenham por objeto questões de segurança do abastecimento;

b) Os direitos e obrigações assumidos pelo Estado Português em relação a esse país ou países terceiros em virtude de acordos celebrados com este ou estes, na medida em que estejam em conformidade com o direito da União Europeia;

c) Outros factos e circunstâncias específicos do caso e do país ou países terceiros em causa.

3 - A avaliação prevista na alínea b) do n.º 1 é realizada pelo membro do Governo responsável pela área da energia ou por entidade por si designada, mediante despacho que reveste caráter vinculativo para a decisão da ERSE.

4 - Para efeitos de realização da avaliação prevista na alínea b) do n.º 1, a ERSE deve notificar de imediato o membro do Governo responsável pela área da energia ou a entidade por este designada do pedido de certificação apresentado, do parecer emitido pela Comissão ou da respetiva omissão de pronúncia, bem como de todas as demais informações e elementos relevantes.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 25.º-E
Reapreciação da certificação relativamente a países terceiros

1 - O operador da RNT deve notificar a ERSE sempre que ocorram quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do seu controlo ou do controlo da RNT por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

2 - A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação do operador da RNT, notificando, de imediato, a Comissão Europeia:

a) Após a receção da notificação referida no número anterior;

b) Sempre que tenha conhecimento, por outra via, de quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo do operador da RNT ou do controlo dessa rede por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

3 - O procedimento de reapreciação iniciado nos termos do número anterior observa, com as devidas adaptações, o disposto nos artigos 25.º-C e 25.º-D.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 25.º-F
Modelos alternativos de separação

1 - Caso, no âmbito do processo de certificação do operador da RNT, surjam objeções à certificação da entidade concessionária da RNT nos termos do artigo 25.º-A por se considerar que a mesma integra uma empresa verticalmente integrada em violação do disposto no artigo 25.º, a ERSE notifica a referida entidade concessionária para praticar os atos e adotar as medidas necessárias a assegurar o cumprimento integral das condições relativas à separação jurídica e patrimonial previstas no artigo 25.º.

2 - Os atos e as medidas cuja prática a ERSE pode impor à entidade concessionária da RNT para efeitos do disposto no número anterior têm em vista assegurar que:

a) A atividade prevista no artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.os 237-B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, e 104/2010, de 29 de setembro, e quaisquer atividades de produção ou comercialização de eletricidade ou de gás natural são exercidas por uma entidade independente da entidade concessionária da RNT, no plano jurídico, organizativo e na tomada de decisões;

b) Os titulares de cargos de administração da entidade concessionária da RNT ficam impedidos de integrar os órgãos sociais, colaborar ou participar, de qualquer forma, nas estruturas da entidade independente prevista na alínea anterior;

c) Os titulares de cargos de administração na entidade independente prevista na alínea a) e os respetivos trabalhadores ou colaboradores ficam impedidos de integrar os órgãos sociais, colaborar ou participar, de qualquer forma, na entidade concessionária da RNT;

d) Os interesses profissionais das pessoas sujeitas aos impedimentos previstos nas alíneas b) e c) ficam devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente;

e) A entidade concessionária da RNT e a entidade independente prevista na alínea a) ficam impedidas de partilhar quaisquer serviços, internos ou externos, nomeadamente jurídicos;

f) A entidade concessionária da RNT e a entidade independente referida na alínea a) preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das respetivas atividades, não devendo partilhar entre elas e devendo impedir a divulgação a terceiros de informações comercialmente sensíveis, para além do que for estritamente necessário para a realização de transações comerciais ou para o cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia;

g) A contabilidade da entidade independente referida na alínea a) se encontra separada da contabilidade da entidade concessionária da RNT e submetida a revisão e a auditoria por revisor oficial de contas e auditor distintos dos que realizam a revisão oficial de contas e a auditoria desta entidade concessionária.

3 - Para efeitos das alíneas c) e d) do número anterior, as pessoas sujeitas aos impedimentos referidos nas mesmas alíneas:

a) Estão impedidas de manter qualquer relação contratual ou profissional, direta ou indireta, com a entidade relativamente à qual se verifica o impedimento, ou deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira na mesma empresa;

b) Estão impedidas de receber da entidade relativamente à qual se verifica o impedimento, direta ou indiretamente, qualquer remuneração ou benefício financeiro, sendo que a sua remuneração não pode depender das atividades ou resultados da referida empresa;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

4 - Os custos incorridos pela entidade concessionária da RNT em resultado da prática dos atos ou adoção das medidas previstas no n.º 2 apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, nos termos da legislação e regulamentos em vigor, mediante autorização prévia da DGEG e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

5 - A entidade concessionária da RNT pode, em alternativa à prática dos atos ou adoção das medidas previstas no n.º 2, requerer ao membro do Governo responsável pela área da energia que autorize a adoção das regras previstas na subsecção II da presente secção.

6 - A decisão, por parte do membro do Governo responsável pela área da energia, de autorizar a adoção das regras previstas na subsecção II da presente secção depende da prévia certificação da entidade concessionária da RNT enquanto OTI, bem como da respetiva aprovação pela Comissão Europeia.

7 - A certificação da entidade concessionária enquanto OTI depende do cumprimento dos requisitos previstos na subsecção II da presente secção.

8 - Aplica-se ao procedimento de certificação previsto no número anterior o disposto nos artigos 25.º-A e 25.º-B e, se for o caso, nos artigos 25.º-C a 25.º-E, bem como no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

9 - A certificação da entidade concessionária da RNT como OTI nos termos do n.os 5 a 7 não afeta a qualidade de concessionária da RNT por parte da referida entidade.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º
Qualidade de serviço

A prestação do serviço de transporte pela concessionária deve obedecer a padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Subsecção II
Operador de transporte independente

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-A
Ativos, equipamento, pessoal e identidade

1 - Para ser certificada enquanto operador de transporte independente (OTI), a entidade concessionária da RNT deve dispor de todos os recursos humanos, técnicos, materiais e financeiros necessários ao cumprimento das suas obrigações nos termos da presente subsecção e ao exercício da atividade de transporte de eletricidade, devendo, designadamente, ser o proprietário de todos os ativos, incluindo a RNT, e contratar o pessoal necessário ao exercício da atividade de transporte de eletricidade, incluindo para o desempenho das funções societárias.

2 - O previsto no número anterior não prejudica a possibilidade de concentração da operação da RNT e da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural no OTI ou da exploração, por empresa coligada, da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.

3 - 3 - É proibida a subcontratação de pessoal e a prestação de serviços entre empresas que integram a empresa verticalmente integrada, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

4 - O OTI pode prestar serviços a empresas que integram a empresa verticalmente integrada, desde que se verifiquem os seguintes requisitos cumulativos:

a) A prestação desses serviços não implique um tratamento discriminatório dos utilizadores de rede, seja acessível a todos os utilizadores de rede nos mesmos termos e condições e não restrinja, distorça ou coloque entraves à concorrência ao nível da produção ou da comercialização;

b) Os termos e condições da prestação desses serviços sejam aprovados pela ERSE.

5 - Sem prejuízo das decisões do órgão de supervisão previsto no artigo 26.º-E, a empresa verticalmente integrada deve disponibilizar atempadamente ao OTI, na sequência de um pedido deste para esse efeito, os recursos financeiros necessários para a realização de futuros projetos de investimento e substituição dos ativos existentes.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-B
Deveres do OTI

1 - A atividade de transporte de eletricidade exercida pelo OTI compreende, para além do disposto no n.º 2 do artigo 24.º, pelo menos, os deveres seguidamente indicados:

a) Assegurar o relacionamento com terceiros, a ERSE ou outras entidades;

b) Assegurar a representação do operador da rede de transporte na Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a Eletricidade (REORT para a Eletricidade), junto do MIBEL e de outros mercados regionais;

c) Gerir a atribuição a terceiros do acesso à RNT, a qual deve ser exercida sem discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede;

d) Cobrar todas as taxas relativas à RNT, incluindo as taxas de acesso, as taxas de compensação para todos os serviços auxiliares, designadamente a compra de serviços, tais como custos de compensação e energia de perdas;

e) Assegurar a exploração, a manutenção e o desenvolvimento de uma rede de transporte segura, eficiente e económica;

f) Planificar o investimento de forma a desenvolver a capacidade da rede para satisfazer uma procura razoável a longo prazo e garantir a segurança do abastecimento;

g) Participar na criação de mercados organizados e associações entre empresas que incluam, designadamente, um ou mais operadores de rede de transporte e outros interessados, com o objetivo de desenvolver a criação de mercados regionais ou de facilitar o processo de liberalização; e

h) Assegurar a prestação de todos os serviços da empresa, incluindo serviços jurídicos, contabilísticos e informáticos necessários.

2 - O OTI deve adotar uma das formas de sociedade comercial de responsabilidade limitada previstas na lei.

3 - O OTI deve garantir a diferenciação entre a sua imagem, comunicação, marca e instalações e as da empresa verticalmente integrada ou de empresas que a integrem.

4 - O OTI está impedido de partilhar sistemas ou equipamentos informáticos, instalações materiais e sistemas de segurança e controlo de acesso com a empresa verticalmente integrada ou qualquer empresa que a integre, não podendo designadamente recorrer aos mesmos consultores ou empresas para a prestação de serviços respeitantes aos sistemas e equipamento informáticos e aos sistemas de segurança e controlo de acesso.

5 - A contabilidade do OTI é submetida a revisão e a auditoria por revisor oficial de contas e auditor distintos dos que realizam a revisão oficial de contas e a auditoria da empresa verticalmente integrada ou de qualquer empresa que a integre.

6 - O OTI deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício da suas atividades, devendo impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, bem como, se for o caso, a divulgação de informações comercialmente sensíveis às demais empresas que integram a empresa verticalmente integrada, para além do que for estritamente necessário para a realização de transações comerciais ou para o cumprimento das suas obrigações legais e contratuais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia.

7 - O operador da RNT não pode, no âmbito da compra ou venda de eletricidade por empresas coligadas, utilizar abusivamente informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros no âmbito do fornecimento ou da negociação do acesso à rede.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-C
Independência do OTI

1 - Sem prejuízo das competências de decisão do órgão de supervisão previsto no artigo 26.º-E, o OTI dispõe dos seguintes poderes:

a) O poder de decisão no que respeita aos ativos necessários para explorar, manter ou desenvolver a rede, o qual é exercido de forma efetiva e independente da empresa verticalmente integrada; e

b) O poder de angariar e mobilizar meios financeiros no mercado de capitais, em especial através da contração de empréstimos e de aumentos de capital.

2 - O OTI deve assegurar que dispõe dos recursos necessários para exercer a atividade de transporte de forma adequada e eficiente e para assegurar o desenvolvimento e a manutenção de uma rede de transporte eficiente, segura e económica.

3 - As empresas filiais que integram a empresa verticalmente integrada e que exercem atividades de produção ou de comercialização estão impedidas de deter qualquer participação, direta ou indireta, no capital social do OTI.

4 - O OTI está impedido de deter qualquer participação, direta ou indireta, no capital social de qualquer uma das empresas referidas no número anterior, estando-lhe ainda vedado receber dividendos ou quaisquer outros benefícios financeiros dessas empresas.

5 - Os estatutos e a estrutura global de gestão do OTI devem assegurar a efetiva independência deste em conformidade com o disposto na presente subsecção.

6 - A empresa verticalmente integrada não pode determinar, direta ou indiretamente, o comportamento concorrencial do OTI, no que respeita às suas atividades quotidianas e de gestão da RNT, bem como quanto às atividades necessárias para a preparação do plano decenal de desenvolvimento da rede ao abrigo do artigo 30.º.

7 - No cumprimento dos deveres e funções enumerados no n.º 2 do artigo 24.º e no n.º 1 do artigo anterior ou do disposto nos artigos 14.º, 15.º e 16.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, o OTI não pode tratar de forma discriminatória quaisquer pessoas ou entidades, nem restringir, distorcer ou colocar entraves à concorrência na atividade de produção ou de comercialização.

8 - Quaisquer relações comerciais e financeiras entre a empresa verticalmente integrada e o OTI, incluindo empréstimos deste à empresa verticalmente integrada, devem obedecer a condições de mercado.

9 - O OTI está obrigado a manter registos pormenorizados das relações comerciais e financeiras previstas no número anterior e a disponibilizá-los à ERSE, a pedido desta.

10 -O OTI submete à aprovação da ERSE todos os acordos e contratos comerciais e financeiros celebrados com a empresa verticalmente integrada.

11 -O OTI informa a ERSE dos recursos financeiros, a que se refere o n.º 5 do artigo 26.º-A, que estejam disponíveis para futuros investimentos e para a substituição dos ativos existentes.

12 -A empresa verticalmente integrada deve abster-se de qualquer comportamento que impeça ou prejudique o cumprimento, por parte do operador da RNT, das obrigações que lhe incumbem nos termos da presente subsecção, não podendo exigir que o operador da RNT obtenha autorização da empresa verticalmente integrada para cumprir essas obrigações.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-D
Independência do pessoal e da gestão do OTI

1 - As decisões relativas à nomeação e recondução dos titulares dos órgãos de administração ou gerência e dos responsáveis pela gestão do OTI, às respetivas condições de trabalho, incluindo a remuneração, bem como as decisões respeitantes à cessação dos respetivos mandatos ou contratos são tomadas pelo órgão de supervisão do OTI previsto no artigo seguinte.

2 - A ERSE deve ser informada previamente quanto à identidade dos titulares dos órgãos de administração ou gerência e dos responsáveis pela gestão do OTI e às condições dos respetivos mandatos ou contratos, incluindo as relativas à duração e cessação, bem como sobre as razões subjacentes a uma decisão de cessação dos referidos mandatos ou contratos.

3 - As decisões previstas no n.º 1 e as condições dos mandatos ou dos contratos referidos no número anterior só produzem os seus efeitos se, no prazo de três semanas a contar da notificação da ERSE, esta não levantar objeções nos termos do número seguinte.

4 - A ERSE pode levantar objeções às decisões referidas no n.º 1 nos seguintes casos:

a) Se surgirem dúvidas quanto à independência profissional da pessoa designada responsável pela gestão ou para membro de um órgão de administração ou gerência; ou

b) Se existirem dúvidas quanto à justificação da cessação antecipada de um mandato.

5 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a maioria dos responsáveis pela gestão e dos membros do órgão de administração ou de gerência do OTI não pode, nos últimos três anos, direta ou indiretamente, ter assumido quaisquer posições, responsabilidades profissionais ou relações de negócios ou detido quaisquer interesses na empresa verticalmente integrada, em quaisquer empresas que a integrem ou nos seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI.

6 - Aos restantes responsáveis pela gestão e membros dos órgãos de administração ou de gerência do OTI é aplicável a incompatibilidade prevista no número anterior relativamente a funções exercidas nos últimos seis meses.

7 - Os responsáveis pela gestão, os membros dos órgãos de administração e gerência e os trabalhadores do OTI estão impedidos de exercer quaisquer funções na empresa verticalmente integrada, em quaisquer empresas que a integrem ou nos seus acionistas maioritários, ou de manter com as referidas entidades qualquer espécie de vínculo ou estabelecer com elas qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra.

8 - Os responsáveis pela gestão, os membros dos órgãos de administração e gerência e os trabalhadores do OTI não podem deter quaisquer interesses ou participação no capital social da empresa verticalmente integrada, em quaisquer empresas que a integrem ou nos seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI, ou receber das referidas entidades, direta ou indiretamente, qualquer remuneração ou benefício financeiro, sendo que a sua remuneração não pode depender das atividades ou resultados da empresa verticalmente integrada, para além do próprio OTI.

9 - Os responsáveis pela gestão e os membros dos órgãos de administração e gerência têm o direito de reclamar junto da ERSE quanto à cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

10 -Os responsáveis pela gestão e os membros dos órgãos de administração e gerência do OTI ficam impedidos, durante um período de quatro anos após o termo dos respetivos contratos ou mandatos, de estabelecer qualquer vínculo ou entrar em qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra, com a empresa verticalmente integrada, com quaisquer empresas que a integrem ou com os seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI.

11 -O disposto nos n.os 6 a 10 é igualmente aplicável a todos os responsáveis pela gestão executiva do OTI, bem como a todos aqueles que respondam diretamente perante estes sobre questões relacionadas com o funcionamento, a manutenção ou o desenvolvimento da rede.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-E
Órgão de supervisão

1 - O OTI tem um órgão de supervisão composto pelo número de membros indicado nos seus estatutos, os quais representam o acionista ou acionistas que direta ou indiretamente controlam o OTI e os demais titulares, direta ou indiretamente, de ações do OTI, cabendo a cada um destes grupos de acionistas indicar metade dos referidos membros, nos termos indicados nos referidos estatutos.

2 - Compete ao órgão de supervisão deliberar sobre quaisquer questões suscetíveis de ter um impacto significativo no valor dos ativos dos acionistas ou sócios do OTI, em especial, as decisões relacionadas com a aprovação dos planos financeiros anuais e de longo prazo, com o nível de

endividamento do OTI e o montante dos dividendos distribuídos aos respetivos acionistas ou sócios.

3 - O órgão de supervisão não tem competência para deliberar sobre as atividades diárias do OTI, a gestão da rede e, bem assim, sobre atividades necessárias para a preparação do plano decenal de desenvolvimento da rede previsto no artigo 30.º.

4 - O disposto nos n.os 2, 3, 5 e 7 a 10 do artigo 26.º-D é aplicável a metade menos um dos membros do órgão de supervisão.

5 - O disposto na alínea b) do n.º 4 do artigo 26.º-D é aplicável a todos os membros do órgão de supervisão.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-F
Programa de conformidade

1 - O OTI deve elaborar e executar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas e obrigações específicas para excluir comportamentos discriminatórios, devendo ainda estabelecer o plano de monitorização do cumprimento do referido programa.

2 - O programa de conformidade é submetido à aprovação da ERSE, sem prejuízo das competências do responsável pela conformidade previsto no artigo seguinte.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-G
Responsável pela conformidade

1 - O órgão de supervisão designa um responsável pela conformidade, que pode ser uma pessoa singular ou coletiva, ficando tal designação sujeita a aprovação prévia pela ERSE.

2 - A ERSE apenas pode recusar a designação do responsável pela conformidade com fundamento na falta de independência ou de capacidade profissional do candidato proposto pelo órgão de supervisão ao abrigo do número anterior.

3 - Os termos do contrato que regule a atividade e as condições de trabalho do responsável pela conformidade, incluindo a sua duração, estão sujeitos à aprovação da ERSE.

4 - Os termos contratuais referidos no número anterior devem assegurar a independência do responsável pela conformidade e facultar-lhe todos os recursos necessários ao bom cumprimento das suas funções.

5 - Durante a vigência do contrato previsto no n.º 3, o responsável pela conformidade está impedido de deter quaisquer interesses ou participação no capital social ou exercer quaisquer funções ou cargos na empresa verticalmente integrada, em quaisquer empresas que a integrem ou nos seus acionistas detentores de uma participação de controlo, estando igualmente impedido de manter com as referidas entidades qualquer espécie de vínculo ou estabelecer com elas qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra.

6 - É aplicável ao responsável pela conformidade o disposto nos n.os 2 a 5 e 7 a 11 do artigo 26.º-D.

7 - O órgão de supervisão pode destituir o responsável pela conformidade, com fundamento na sua falta de independência ou de capacidade profissional, mediante aprovação prévia pela ERSE ou a pedido desta.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-H
Funções do responsável pela conformidade

1 - Sem prejuízo dos poderes de fiscalização da ERSE, compete ao responsável pela conformidade:

a) Monitorizar a implementação do programa de conformidade;

b) Elaborar um relatório anual que descreva as medidas tomadas para a implementação do programa de conformidade e submetê-lo à ERSE;

c) Informar regularmente o órgão de supervisão e emitir recomendações sobre o programa de conformidade e a sua implementação;

d) Participar à ERSE quaisquer violações das regras relativas à implementação do programa de conformidade;

e) Comunicar à ERSE a existência de quaisquer relações comerciais ou financeiras entre a empresa verticalmente integrada e o OTI;

f) Informar regularmente a ERSE e o órgão de supervisão do OTI, oralmente ou por escrito, sobre a atividade por si desenvolvida;

g) Submeter à ERSE as propostas de decisão sobre o plano de investimentos ou as propostas relativas a determinados investimentos na rede, elaboradas pelo órgão de administração ou de gerência do OTI, devendo enviar as referidas propostas até ao momento em que estas forem apresentadas pelo referido órgão de administração ou de gerência ao órgão de supervisão do OTI.

2 - O responsável pela conformidade deve ainda participar à ERSE, que deve atuar em conformidade com o disposto no artigo 26.º-J, sempre que a empresa verticalmente integrada, em assembleia geral de acionistas ou através do voto dos membros do órgão de supervisão por si indicados, inviabilize a aprovação de uma deliberação tendo como efeito impedir ou atrasar a realização de investimentos na rede que, de acordo com o respetivo plano decenal de desenvolvimento, deveriam ser realizados nos três anos seguintes.

3 - Compete ainda ao responsável pela conformidade fiscalizar o cumprimento pelo OTI dos deveres de confidencialidade previstos na alínea j) do n.º 2 do artigo 24.º e nos n.os 6 e 7 do artigo 26.º-B.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-I
Poderes do responsável pela conformidade

1 - O responsável pela conformidade tem acesso a todos os dados relevantes do OTI, bem como aos serviços pelo mesmo prestados e a todas as informações necessárias para o cumprimento das suas funções.

2 - Sempre que esteja no exercício das funções que lhe são atribuídas pelo presente diploma, o responsável pela conformidade tem acesso, sem aviso prévio, aos escritórios e às instalações do OTI.

3 - O responsável pela conformidade pode participar em todas as reuniões do órgão de administração ou de gerência, da assembleia geral e do órgão de supervisão do OTI, devendo, em especial, participar em todas as reuniões que incidam sobre as matérias seguidamente indicadas:

a) Condições de acesso à rede, tal como definidas no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, em especial no que diz respeito a tarifas, serviços de acesso prestados a terceiros, atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos, transparência, compensação e mercados secundários;

b) Projetos empreendidos com vista a explorar, manter e desenvolver a RNT, incluindo os investimentos em ligações à rede e interligações;

c) Compra ou venda da energia necessária para a exploração da RNT.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-I
Poderes para tomar decisões de investimento

1 - O OTI deve comunicar à ERSE qualquer decisão envolvendo a não realização dos investimentos previstos no plano decenal de desenvolvimento da RNT (PDIRT) para os três anos seguintes, apresentando os respetivos fundamentos.

2 - Se, no entendimento da ERSE, os fundamentos apresentados pelo OTI ao abrigo do número anterior não constituírem motivos imperiosos independentes da vontade do OTI, a ERSE é obrigada, se o investimento em causa ainda se justificar, a adotar uma das medidas seguidamente indicadas, destinadas a garantir a realização do investimento em causa com base no PDIRT:

a) Ordenar ao operador da RNT a realização do referido investimento;

b) Promover a realização de um procedimento concursal para a realização do referido investimento pelos investidores interessados; ou

c) Obrigar o OTI a realizar um aumento de capital aberto a terceiros com vista ao financiamento dos investimentos necessários por parte de investidores independentes.

3 - Sempre que a ERSE optar pela alternativa prevista na alínea b) do número anterior, poderá impor ao OTI uma ou mais condições, de entre as seguidamente indicadas:

a) O financiamento do investimento por terceiros;

b) A construção da obra por qualquer terceiro ou pelo OTI;

c) A exploração dos novos ativos pelo OTI.

4 - Nos casos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 2, o OTI deve fornecer aos investidores a informação necessária para a realização do investimento, estando obrigado a ligar os troços construídos à RNT e, de um modo geral, a envidar todos os esforços para facilitar a execução do referido investimento.

5 - A ERSE aprova os termos e condições de natureza financeira da realização do novo investimento.

6 - Quando a ERSE fizer uso dos poderes previstos no n.º 2, os custos dos investimentos realizados no desenvolvimento da RNT são repercutidos na tarifa de uso global do sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica nos termos a definir no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 26.º-K
Ligação à RNT

1 - O OTI elabora e publica procedimentos transparentes e eficientes para a ligação não discriminatória de novas centrais elétricas à RNT, os quais estão sujeitos a aprovação prévia pela ERSE, ouvida a DGEG.

2 - O OTI não pode recusar a ligação de uma nova central elétrica à RNT com fundamento numa eventual limitação futura da capacidade disponível da rede, nomeadamente em virtude da existência de congestionamentos na rede, devendo prestar as informações e esclarecimentos necessários.

3 - O OTI não pode recusar um novo ponto de ligação à rede alegando que este acarretará custos adicionais relacionados com um necessário aumento da capacidade de elementos da rede nas imediações do ponto de ligação.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Subsecção III
Ligação e acesso às redes de transporte

Artigo 27.º
Ligação às redes

1 - A ligação das instalações de produção, de distribuição ou de consumo à RNT deve ser efetuada em condições técnica e economicamente adequadas, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento de Operação das Redes e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 - A ligação à RNT dos centros electroprodutores em regime especial efetua-se nos termos estabelecidos em legislação complementar.

3 - A responsabilidade pelos encargos com a ligação à RNT é estabelecida nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 28.º
Acesso à rede nacional de transporte

O operador da RNT deve proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas redes, baseado em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e do Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Subsecção IV
Relacionamento comercial

Artigo 29.º
Relacionamento da concessionária da RNT

O operador da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respetivas instalações, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas definidas no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Subsecção V
Planeamento

Artigo 30.º
Planeamento da RNT

1 - O planeamento da RNT deve prever medidas destinadas a assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, tendo em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, no âmbito do mercado interno da eletricidade.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da RNT deve elaborar, de dois em dois anos, ou anualmente, caso esteja sujeito às regras previstas na subsecção II da presente secção, um plano decenal do desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), tendo por base o relatório de monitorização da segurança do abastecimento, a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta pública.

3 - O PDIRT deve estar coordenado com o planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a rede de distribuição em MT e AT e com as redes de sistemas vizinhos.

4 - O PDIRT deve conter, pelo menos, informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguinte, indicação dos investimentos que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, bem como o respetivo calendário de execução.

5 - O PDIRT deve ainda contemplar:

a) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;

b) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento junto da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia e da REORT para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária.

6 - O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRT, após parecer da ERSE, submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.

7 - O procedimento de elaboração do PDIRT é definido em legislação complementar.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 262.º do Lei n.º 42/2016 - Diário da República n.º 248/2016, Série I de 2016-12-28, em vigor a partir de 2017-01-01

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Secção III
Exploração das redes de distribuição de eletricidade

Subsecção I
Regime de exercício, instalações e operação

Artigo 31.º
Regime de exercício

1 - A atividade de distribuição de eletricidade é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da RND e das redes de BT.

2 - A concessão da RND é atribuída, mediante contrato outorgado pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As concessões das redes de BT são atribuídas mediante contratos outorgados pelos órgãos competentes dos respetivos municípios.

4 - O estabelecido no n.º 1 não prejudica a opção dos municípios entre a exploração direta e a atribuição de concessão das respetivas redes.

5 - As bases das concessões de distribuição de eletricidade, bem como os procedimentos para a sua atribuição, são estabelecidas em legislação complementar.

Ver todas as alterações

Republicado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 32.º
Composição da rede de distribuição em MT e AT

1 - rede de distribuição em MT e AT compreende as subestações, as linhas de MT e de AT, os postos de seccionamento e de corte e os aparelhos e acessórios ligados à sua exploração.

2 - Os bens referidos no número anterior são identificados nas bases da respetiva concessão.

Artigo 33.º
Composição das redes de distribuição em BT

1 - As redes de distribuição em BT compreende os postos de transformação, as linhas de BT, os ramais, as instalações de iluminação pública e os aparelhos e acessórios afetos à sua exploração.

2 - Os bens referidos no número anterior são identificados nas bases da respetiva concessão.

Artigo 34.º
Operação da rede de distribuição

1 - A concessão de distribuição integra a operação da rede de distribuição.

2 - A operação da rede de distribuição é realizada pelo operador da rede de distribuição e está sujeita às disposições do Regulamento de Operação das Redes.

Artigo 35.º
Operador de rede de distribuição

1 - O operador de rede de distribuição é uma entidade concessionária da RND ou de redes em BT.

2 - São deveres do operador de rede de distribuição, nomeadamente:

a) Assegurar a capacidade da rede, a longo prazo, para atender a pedidos razoáveis de distribuição de eletricidade;

b) Explorar, manter e desenvolver, em condições economicamente sustentáveis, uma rede de distribuição de eletricidade segura, fiável e eficiente na área em que opera, respeitando devidamente o ambiente, bem como a eficiência energética e qualidade de serviço;

c) Gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema;

d) Assegurar a capacidade e fiabilidade da respetiva rede de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento;

e) Assegurar o planeamento, a construção e a gestão da rede de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações, nos termos a prever na lei;

f) Assegurar que não haja discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede;

g) Facultar aos utilizadores as informações de que necessitem para o acesso à rede e sua utilização eficientes;

h) Fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada, aos comercializadores e aos clientes as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente, bem como ao desenvolvimento coordenado das diversas redes;

i) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício da sua atividade.

3 - O operador da rede de distribuição pode assumir, nos termos a prever na regulamentação da ERSE, obrigações de compensação das respetivas redes de distribuição.

4 - Salvo nos casos previstos no presente decreto-lei, o operador de rede de distribuição não pode adquirir eletricidade para comercialização.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 36.º
Separação jurídica da atividade de distribuição

1 - O operador de rede de distribuição é independente, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras atividades não relacionadas com a distribuição.

2 - De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos:

a) Os gestores do operador de rede de distribuição não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade;

b) Os interesses profissionais dos gestores referidos na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência;

c) [Revogada].

d) O operador de rede de distribuição deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação da rede e proceder à sua publicitação.

e) O operador da rede de distribuição deve garantir a diferenciação da sua imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no âmbito do SEN, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

f) O operador da rede de distribuição não pode, diretamente ou por intermédio de empresa por si controlada, deter uma participação no capital social de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade.

3 - Para efeitos do disposto na alínea b) do número anterior, os gestores do operador da rede de distribuição:

a) Estão impedidos de manter qualquer relação contratual ou profissional, direta ou indireta, com empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade ou deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira nas mesmas empresas;

b) Estão impedidos de receber, direta ou indiretamente, de empresas que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade qualquer remuneração ou benefício financeiro;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

4 - O operador de rede de distribuição que pertença a uma empresa verticalmente integrada deve dispor dos recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, financeiros e materiais, para explorar, manter e desenvolver a rede, assim como deve dispor de um poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede.

5 - O disposto no número anterior não obsta a que:

a) Existam mecanismos de coordenação adequados para assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa verticalmente integrada no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador, nos termos regulamentados pela ERSE;

b) A empresa verticalmente integrada aprove o plano financeiro anual do operador, ou instrumento equivalente, e estabeleça limites globais para os níveis de endividamento desse operador.

6 - Sem prejuízo do disposto na alínea b) do número anterior, a empresa verticalmente integrada não pode dar instruções relativamente à exploração diária ou às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das instalações que não excedam os termos do plano financeiro aprovado, ou instrumento equivalente.

7 - A remuneração dos gestores do operador de rede de distribuição referido no n.º 4 não pode depender, direta ou indiretamente, das atividades ou resultados das empresas que integram a empresa verticalmente integrada e que tenham por atividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de eletricidade.

8 - Sem prejuízo da separação contabilística das atividades, a separação jurídica prevista no presente artigo e a forma de comunicação prevista na alínea e) do n.º 2 não é exigida aos

operadores das redes de distribuição de BT que abasteçam um número de clientes inferior a 100 000.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 36.º-A
Programa de conformidade do operador de rede de distribuição

1 - O operador de uma rede de distribuição que pertença a empresa verticalmente integrada e sirva um número de clientes igual ou superior a 100 000 deve elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios.

2 - O programa de conformidade referido no número anterior deve incluir medidas para verificação do seu cumprimento e o código ético de conduta previsto na alínea d) do n.º 2 do artigo anterior.

3 - A elaboração do programa de conformidade, bem como o acompanhamento da sua execução, é da responsabilidade da entidade designada pelo operador da rede de distribuição.

4 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade deve ser totalmente independente e ter acesso a todas as informações necessárias do operador de rede de distribuição e de quaisquer empresas coligadas para o cumprimento das suas funções.

5 - O programa de conformidade é previamente submetido à aprovação da ERSE.

6 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade apresenta à ERSE um relatório anual, que deve ser publicado nos sítios na Internet da ERSE e do respetivo operador da rede de distribuição.

7 - Os termos e a forma a que devem obedecer o programa de conformidade e os relatórios de acompanhamento da sua execução, bem como a sua publicitação, constam do Regulamento de Relações Comerciais.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 37.º
Qualidade de serviço

A prestação do serviço de distribuição aos clientes ligados às redes de distribuição deve obedecer a padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Subsecção II
Ligação e acesso às redes de distribuição

Artigo 38.º
Ligação às redes de distribuição MT, AT e BT

1 - A ligação da rede de transporte, das instalações de produção e das instalações de consumo às redes de distribuição, bem como entre estas, deve ser efetuada em condições técnica e

economicamente adequadas, nos termos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento de Operação das Redes.

2 - A ligação das instalações de produção ou consumo à rede de distribuição em BT deve ser efetuada em condições técnica e economicamente adequadas, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Rede de Distribuição.

3 - A ligação às redes de distribuição dos centros electroprodutores em regime especial efetua-se nos termos de legislação complementar.

4 - A responsabilidade pelos encargos com a ligação à rede de distribuição é estabelecida nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 39.º
Acesso às redes de distribuição

Os operadores das redes de distribuição devem proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória, o acesso às suas redes, baseado em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Subsecção III
Relacionamento comercial

Artigo 40.º
Relacionamento das concessionárias das redes de distribuição

As concessionárias das redes de distribuição relacionam-se comercialmente com os utilizadores das respetivas instalações, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas definidas no Regulamento Tarifário.

Subsecção IV
Planeamento das redes de distribuição

Artigo 41.º
Planeamento das redes de distribuição

1 - O planeamento das redes de distribuição deve assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade..

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

3 - O plano de desenvolvimento e investimento da RND (PDIRD) deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos definidos na lei.

4 - O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.

5 - O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRD, após parecer da ERSE e do operador do RNT e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.

6 - O PDIRD e o respetivo procedimento de elaboração obedecem aos termos estabelecidos em legislação complementar.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 262.º da Lei n.º 42/2016 - Diário da República n.º 248/2016, Série I de 2016-12-28, em vigor a partir de 2017-01-01

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Subsecção V
Redes de distribuição fechadas

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 41.º-A
Redes de distribuição fechadas

1 - Considera-se 'rede de distribuição fechada' uma rede que se integre em domínios ou infraestruturas excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade dos municípios, nomeadamente uma rede que distribua eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, e preencha um dos seguintes requisitos:

a) Por razões técnicas ou de segurança específicas, as operações ou o processo de produção dos utilizadores desta rede estejam integrados;

b) A rede distribuir eletricidade essencialmente ao proprietário ou ao operador da rede ou a empresas ligadas a estes.

2 - Os termos da classificação e estabelecimento de uma rede de distribuição fechada e a disciplina da sua exploração são estabelecidos em portaria dos membros do Governo responsáveis pela área da energia e da tutela, ouvida a ERSE.

3 - Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, as tarifas de acesso de terceiros às redes fechadas são estabelecidas pelos seus proprietários ou operadores, não estando sujeitas aos requisitos estabelecidos para a aprovação das tarifas reguladas pela ERSE.

4 - Caso um utilizador de uma rede fechada não concorde, por falta de transparência e razoabilidade, com as tarifas de acesso ou as suas metodologias, pode solicitar a intervenção da ERSE para analisar e, caso necessário, fixar as tarifas segundo as metodologias a estabelecer por esta entidade nos seus regulamentos.

5 - [Revogado].

6 - [Revogado].

7 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Secção IV
Comercialização de eletricidade

Subsecção I
Regime do exercício

Artigo 42.º
Regime de exercício

1 - O exercício da atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando sujeito a registo prévio, nos termos estabelecidos na lei.

2 - O exercício da atividade de comercialização de último recurso e do facilitador de mercado está sujeito a licença.

3 - O exercício da atividade de comercialização de eletricidade consiste na compra e venda de eletricidade, para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em mercados organizados.

4 - A comercialização de eletricidade deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei, em legislação complementar, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

5 - O fornecimento de eletricidade, salvo casos fortuitos ou de força maior, só pode ser interrompido por razões de interesse público, de serviço ou de segurança, ou por facto imputável ao cliente ou a terceiros, nos termos previstos no Regulamento das Relações Comerciais.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 42.º-A
Reconhecimento de comercializadores

1 - No âmbito do funcionamento de mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais de que o Estado Português seja parte, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra, nos termos previstos nos respetivos acordos.

2 - Compete à DGEG efetuar o registo dos comercializadores reconhecidos nos termos do número anterior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 43.º
Separação jurídica da atividade

A atividade de comercialização de eletricidade é separada juridicamente das restantes atividades.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 43.º-A
Direitos e deveres do comercializador

1 - Constituem direitos do comercializador, nomeadamente, os seguintes:

a) Transacionar eletricidade através de contratos bilaterais com outros agentes do mercado de eletricidade ou através dos mercados organizados desde que cumpra os requisitos para acesso a estes mercados;

b) Ter acesso às redes e às interligações, nos termos legalmente estabelecidos, para entrega de eletricidade aos respetivos clientes;

c) Contratar livremente a venda de eletricidade com os seus clientes.

2 - Constituem deveres do comercializador, nomeadamente, os seguintes:

a) Apresentar propostas de fornecimento de eletricidade para as quais disponha de oferta a todos os clientes que o solicitem, dentro da área geográfica da sua atuação, nos termos previstos no Regulamento das Relações Comerciais, com respeito pelos princípios estabelecidos na legislação da concorrência;

b) Entregar eletricidade às redes para o fornecimento aos seus clientes de acordo com a planificação prevista e cumprindo a regulamentação aplicável;

c) Colaborar na promoção das políticas de eficiência energética e de gestão da procura nos termos legalmente estabelecidos;

d) Prestar a informação devida aos clientes, nomeadamente sobre as ofertas mais apropriadas ao seu perfil de consumo;

e) Emitir faturação discriminada de acordo com as normas aplicáveis;

f) Proporcionar aos seus clientes meios de pagamento diversificados, não discriminando entre clientes;

g) Não discriminar entre clientes e praticar, nas suas operações, transparência comercial;

h) Manter o registo de todas as operações comerciais, cumprindo os requisitos legais de manutenção de bases de dados, durante um prazo mínimo de cinco anos, com sujeição a auditoria, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais;

i) Prestar informações à DGEG e à ERSE sobre consumos, número de clientes, preços e condições de venda para os diversos segmentos ou bandas de consumo, nas diversas categorias de clientes, com salvaguarda das regras de confidencialidade;

j) Manter a capacidade técnica, legal e financeira necessárias para o exercício da função.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Subsecção II
Relacionamento comercial

Artigo 44.º
Relacionamento dos comercializadores de eletricidade

1 - Os comercializadores de eletricidade podem contratar a eletricidade necessária ao abastecimento dos seus clientes através da celebração de contratos bilaterais ou através da participação em mercados organizados.

2 - Os comercializadores de eletricidade relacionam-se comercialmente com os operadores das redes às quais estão ligadas as instalações dos seus clientes, assumindo a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de uso das redes e outros serviços, bem como pela prestação das garantias contratuais legalmente estabelecidas.

3 - O relacionamento comercial com os clientes decorre da celebração de um contrato de compra e venda de eletricidade, que deve observar as disposições estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

4 - Os comercializadores de eletricidade podem exigir aos seus clientes, nos termos da lei, a prestação de caução a seu favor, para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de compra e venda de eletricidade.

5 - Compete aos comercializadores de eletricidade exercer as funções associadas ao relacionamento comercial, nomeadamente a faturação da energia fornecida e a respetiva cobrança, bem como o cumprimento dos deveres de informação relativos às condições de prestação de serviço, na observância do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento de Qualidade de Serviço.

6 - Constitui obrigação dos comercializadores de eletricidade a manutenção de um registo atualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 45.º
Rotulagem da eletricidade

1 - Os comercializadores de eletricidade, nas faturas ou na documentação que as acompanhe e no material promocional posto à disposição dos clientes finais, devem especificar as seguintes referências:

a) A contribuição de cada fonte de energia para o total da eletricidade adquirida pelo comercializador de eletricidade no ano anterior;

b) As fontes de consulta em que se baseiam as informações facultadas ao público sobre o impacte ambiental, nomeadamente em termos de emissões de dióxido de carbono, outros gases poluentes e resíduos resultantes da produção de eletricidade a partir das diversas fontes da energia comercializadas no decurso do ano anterior.

2 - No que respeita à eletricidade adquirida através de um mercado organizado ou importada de uma empresa situada fora da União Europeia, podem ser utilizados os dados agregados disponibilizados pelo mercado ou pela empresa no ano anterior.

3 - Para além do disposto nos números anteriores, os comercializadores devem, ainda, em matéria de rotulagem de eletricidade, cumprir com as disposições estabelecidas na lei e regulamentação aplicável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Artigo 45.º-A
Relações com os clientes

1 - Os contratos de fornecimento de eletricidade estão sujeitos à forma escrita e devem integrar informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo sobre o tratamento de reclamações, as quais devem ser comunicadas de forma clara e de fácil compreensão, nomeadamente através das páginas na Internet dos comercializadores.

2 - Sem prejuízo de outros requisitos previstos na lei, o contrato de fornecimento de energia elétrica rege-se por princípios de transparência, informação e equidade, devendo especificar os seguintes elementos:

a) A identificação completa e o endereço do comercializador, bem como o código de identificação da instalação de consumo;

b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade desses serviços, suas características e data do início de fornecimento de eletricidade, bem como as condições normais de acesso e utilização dos serviços do comercializador;

c) O tipo de serviços de manutenção, caso sejam oferecidos;

d) A duração do contrato, as condições de renovação e termo, bem como as condições de denúncia, devendo especificar se a denúncia importa ou não o pagamento de encargos;

e) A compensação e as disposições de reembolso aplicáveis caso os níveis de qualidade dos serviços contratados não sejam atingidos, designadamente em caso de faturação inexata ou em atraso;

f) A especificação dos meios de pagamento ao dispor dos clientes;

g) Os meios de resolução de litígios, que devem ser acessíveis, simples e eficazes;

h) Informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo as relativas ao tratamento de reclamações e tarifas e taxas de comunicação aplicáveis, as quais devem ser comunicadas de forma clara, nomeadamente através das páginas na Internet das empresas.

3 - Os comercializadores devem ainda:

a) Facultar, a todo o momento, o acesso do cliente aos seus dados de consumo de forma gratuita;

b) Conceder acesso aos dados do cliente a outro comercializador mediante acordo do cliente, nos termos a estabelecer na lei;

c) Informar os clientes sobre o seu consumo, os preços e as tarifas aplicáveis, com frequência suficiente que lhes permita regular o seu próprio consumo sem custos adicionais.

4 - Previamente à celebração dos contratos, os comercializadores devem prestar aos clientes informação sobre as condições contratuais referidas no n.º 2 e as garantias previstas no número anterior.

5 - As condições gerais devem ser equitativas e transparentes e ser redigidas em linguagem clara e compreensível, assegurando aos clientes a escolha quanto aos métodos de pagamento, em conformidade com a legislação que estabelece o regime aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores.

6 - Qualquer diferença nos termos e condições de pagamento dos contratos com os clientes deve refletir os custos dos diferentes sistemas de pagamento para o comercializador.

7 - Os clientes devem ser notificados, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, de qualquer intenção de alterar as condições contratuais e informados do seu direito de denúncia.

8 - Os comercializadores devem notificar os seus clientes de qualquer aumento dos encargos resultante de alteração de condições contratuais, previamente à entrada em vigor do aumento, podendo os clientes denunciar de imediato os contratos se não aceitarem as novas condições que lhes sejam notificadas pelos respetivos comercializadores.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 45.º-B
Informação sobre preços

1 - Os comercializadores ficam obrigados a enviar à ERSE, anualmente e sempre que ocorram alterações, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, a tabela de preços de referência relativos aos fornecimentos em BT que se propõem praticar no âmbito da comercialização de eletricidade, bem como as suas alterações, nos termos a regulamentar por esta entidade.

2 - Os comercializadores ficam ainda obrigados a:

a) Publicitar os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT que praticam, designadamente nos seus sítios na Internet e em conteúdos promocionais;

b) Enviar à ERSE semestralmente os preços praticados a todos os clientes nos meses anteriores.

3 - A publicitação referida no número anterior deve permitir aos clientes com fornecimentos em BT conhecerem as diversas opções ao nível de preços existentes, permitindo-lhes optar, em cada momento, pelas melhores condições oferecidas no mercado.

4 - A informação prevista no presente artigo fica sujeita a supervisão da ERSE, ficando os comercializadores obrigados a facultar-lhe toda a documentação necessária e o acesso direto aos registos que suportam esta informação.

5 - Os comercializadores ficam ainda obrigados a enviar à DGEG, com a periodicidade prevista na lei, informação relativa aos preços médios praticados, consumos e número de clientes, bem como às componentes dos referidos preços e respetivos encargos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Subsecção III
Comercializador de último recurso

Artigo 46.º
Exercício da atividade de comercialização de último recurso

1 - Considera-se 'comercializador de último recurso' o comercializador que estiver sujeito a obrigações de serviço público universal, nos termos previstos na presente subsecção.

2 - A prestação de serviço público universal implica o fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades dos clientes de eletricidade com fornecimentos ou entregas em BTN, nos termos da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à proteção do consumidor.

3 - As obrigações de serviço público universal respeitam ao fornecimento de eletricidade aos clientes finais com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas e, após a extinção destas, ao fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades dos clientes finais economicamente vulneráveis.

4 - O comercializador de último recurso é ainda responsável por fornecer eletricidade aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como por assegurar o fornecimento de eletricidade em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, nos termos a definir em legislação complementar.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2010 - Diário da República n.º 190/2010, Série I de 2010-09-29, em vigor a partir de 2010-09-30

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 75/2012 - Diário da República n.º 61/2012, Série I de 2012-03-26, em vigor a partir de 2012-03-27

Artigo 47.º
Separação jurídica da atividade de comercializador de último recurso

1 - A atividade de comercialização de eletricidade de último recurso é separada juridicamente das restantes atividades, incluindo outras formas de comercialização, sendo exercida segundo critérios de independência, definidos na lei e no Regulamento das Relações Comerciais, sem prejuízo do disposto no n.º 8 do artigo 36.º.

2 - 2 - O comercializador de último recurso deve diferenciar as suas imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no âmbito do SEN por forma a não induzir confusão com estas últimas entidades, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 48.º
Obrigação de fornecimento de eletricidade

1 - [Revogado].

2 - A comercialização de eletricidade deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

3 - O fornecimento, salvo casos fortuitos ou de força maior, só pode ser interrompido por razões de interesse público, de serviço ou de segurança, ou por facto imputável ao cliente ou a terceiros, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2010 - Diário da República n.º 190/2010, Série I de 2010-09-29, em vigor a partir de 2010-09-30

Artigo 49.º
Relacionamento comercial do comercializador de último recurso

1 - Sem prejuízo do disposto nos artigos 44.º e 45.º, ao relacionamento comercial do comercializador de último recurso aplica-se o disposto nos números seguintes.

2 - À aquisição de eletricidade aplicam-se as seguintes regras:

a) O comercializador de último recurso deve adquirir a eletricidade produzida pelos produtores em regime especial com remuneração garantida nos termos da lei, nas condições estabelecidas na legislação complementar;

b) O comercializador de último recurso pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos ou através de outros procedimentos definidos em legislação complementar;

c) Os contratos estabelecidos de acordo com a alínea anterior carecem de aprovação nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

3 - À venda de eletricidade aplicam-se as seguintes regras:

a) O comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes com fornecimentos ou entregas em BTN com potência contratada que o requisitem, até ao limite de potência requisitada para efeitos de ligação, nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo 46.º e com observância das demais exigências regulamentares;

b) O comercializador de último recurso deve aplicar tarifas reguladas de venda aos clientes finais referidos na alínea anterior e, a partir da extinção das tarifas reguladas, as tarifas transitórias e as tarifas aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis legalmente previstas, em ambos os casos conforme publicadas pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2010 - Diário da República n.º 190/2010, Série I de 2010-09-29, em vigor a partir de 2010-09-30

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 75/2012 - Diário da República n.º 61/2012, Série I de 2012-03-26, em vigor a partir de 2012-03-27

Subsecção IV
Facilitador de mercado

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 49.º-A
Exercício da atividade de facilitador de mercado

1 - Considera-se «facilitador de mercado» o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado, nas condições estabelecidas em legislação complementar.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode promover procedimento concursal de iniciativa pública, nos termos e condições a definir em legislação complementar, com vista a selecionar uma entidade que atuará como facilitador de mercado, ao abrigo do disposto no número anterior.

3 - A atividade do facilitador de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei e em legislação complementar, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Secção V
Gestão de mercados organizados

Artigo 50.º
Regime de exercício

1 - O exercício da atividade de gestão de mercados organizados de eletricidade é livre, ficando sujeito a autorização.

2 - O exercício da atividade de gestão de mercados organizados é da responsabilidade dos operadores de mercados, de acordo com o estabelecido em legislação complementar, sem prejuízo das disposições da legislação financeira que sejam aplicáveis aos mercados em que se realizem operações a prazo.

Artigo 51.º
Deveres dos operadores de mercados

São deveres dos operadores de mercados, nomeadamente:

a) Gerir mercados organizados de contratação de eletricidade;

b) Assegurar que os mercados referidos na alínea anterior sejam dotados de adequados serviços de liquidação;

c) Divulgar informação relativa ao funcionamento dos mercados de forma transparente e não discriminatória, devendo, nomeadamente, publicar informação, agregada por agente, relativa a preços e quantidades transacionadas;

d) Comunicar ao operador de rede de transporte toda a informação relevante para a gestão técnica do SEN e para a gestão comercial da capacidade de interligação, nos termos do Regulamento de Operação das Redes.

Artigo 52.º
Integração da gestão de mercados organizados

A gestão de mercados organizados integra-se no âmbito do funcionamento dos mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais celebrados entre o Estado Português e outros Estados membros da União Europeia.

Capítulo III
Consumidores

Artigo 53.º
Direitos

1 - Todos os consumidores têm o direito de escolher o seu comercializador de eletricidade, podendo adquirir a eletricidade diretamente a produtores, a comercializadores ou através dos mercados organizados.

2 - Os consumidores têm o direito ao fornecimento de eletricidade com observância dos seguintes princípios:

a) Acesso às redes a que se pretendam ligar;

b) [Revogada].

c) Acesso à informação sobre os seus direitos no que se refere ao serviço universal, designadamente através de uma plataforma centralizada;

d) [Revogada].

e) [Revogada].

3 - [Revogado].

4 - Os consumidores têm direito a:

a) Aceder e ter à sua disposição os seus próprios dados de consumo e, gratuitamente e mediante acordo, conceder acesso aos seus dados a qualquer comercializador nos termos do Regulamento de Relações Comerciais;

b) Dispor de uma ampla escolha quanto aos métodos de pagamento, que não devem promover uma discriminação entre os clientes, nem incluir entraves extracontratuais ao exercício dos direitos dos consumidores, nomeadamente através de documentação excessiva e complexa, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais;

c) Ser compensados pela inobservância dos níveis regulamentados de qualidade de serviço;

d) Obter informação sobre o seu consumo e custos efetivos, com a frequência que lhes permita regular o seu próprio consumo.

5 - Os consumidores devem ter à sua disposição procedimentos transparentes e simples para o tratamento de reclamações relacionadas com o fornecimento de eletricidade, permitindo que os litígios sejam resolvidos de modo justo e rápido, prevendo um sistema de compensação e o recurso aos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, nos termos previstos na lei, nomeadamente na lei de proteção dos utentes dos serviços públicos essenciais.

6 - Os consumidores têm ainda o direito a recorrer, com vista à resolução das reclamações relacionadas com o fornecimento de eletricidade, a uma entidade independente que tenha por atribuição a defesa do consumidor ou a proteção dos seus direitos de consumo no âmbito do setor energético.

7 - Se um cliente, respeitando as condições contratuais, pretender mudar de comercializador, essa mudança deve ser efetuada no prazo de três semanas, não podendo o cliente ser obrigado a realizar qualquer pagamento ou suportar qualquer custo por tal mudança.

8 - Na sequência da mudança de comercializador, os clientes devem receber um acerto de contas final, no prazo máximo de seis semanas após essa mudança ter tido lugar.

9 - A especificação dos mecanismos e procedimentos de apoio dos direitos dos consumidores previstos no presente decreto-lei é estabelecida na lei e em regulamentação complementar.

10 - A todos os clientes é garantido o fornecimento de eletricidade nos termos previstos no presente decreto-lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 54.º
Direitos de informação

1 - Sem prejuízo do disposto nas Leis n.os 24/96, de 31 de julho, alterada pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de maio, e 23/96, de 26 de julho, alterada pelas Leis n.os 12/2008, de 26 de fevereiro, 24/2008, de 2 de junho, e 6/2011, de 10 de março, os consumidores, ou os seus representantes, têm direito a:

a) Informação não discriminatória e adequada às suas condições específicas, em particular no que respeita aos clientes finais economicamente vulneráveis;

b) Informação completa e adequada de forma a permitir a sua participação nos mercados de eletricidade;

c) Informação, de forma transparente e não discriminatória, sobre preços e tarifas aplicáveis e condições normais de acesso e utilização dos serviços energéticos;

d) Informação completa e adequada de forma a promover a eficiência energética;

e) Acesso atempado a toda a informação de carácter público, de uma forma clara e objetiva, capaz de permitir a liberdade de escolha sobre as melhores opções de fornecimento;

f) Consulta prévia sobre todos os atos que possam a vir a modificar o conteúdo dos seus direitos;

g) Acesso aos dados de consumo.

2 - Os comercializadores e operadores das redes de distribuição de eletricidade devem fornecer aos seus clientes, nos termos e na forma estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, o catálogo ou lista dos direitos dos consumidores de energia, nos termos aprovados pela Comissão Europeia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 55.º
Deveres

Constituem deveres dos consumidores:

a) Prestar as garantias a que estejam obrigados por lei;

b) Proceder aos pagamentos a que estiverem obrigados;

c) Contribuir para a melhoria da proteção do ambiente;

d) Contribuir para a melhoria da eficiência energética e da utilização racional de energia;

e) Manter em condições de segurança as suas instalações e equipamentos, nos termos das disposições legais aplicáveis, e evitar que as mesmas introduzam perturbações fora dos limites estabelecidos regulamentarmente nas redes a que se encontram ligados;

f) Facultar todas as informações estritamente necessárias ao fornecimento de eletricidade.

Capítulo IV
Regulação

Secção I
Disposições e atribuições gerais

Artigo 56.º
Finalidade da regulação do sistema elétrico nacional

A regulação do SEN tem por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das atividades em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objetivos da realização do mercado interno da eletricidade.

Artigo 57.º
Atividades sujeitas a regulação

1 - As atividades de transporte, de distribuição e de comercialização de eletricidade, bem como as de operação logística de mudança de comercializador e de gestão de mercados organizados, estão sujeitas a regulação, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - A regulação a que se refere o número anterior é atribuída à ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), à Autoridade da Concorrência, à Comissão do Mercado de Valores Mobiliários e a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições.

3 - A regulação exerce-se nos termos e com os limites previstos no presente decreto-lei e na legislação que defina as competências das entidades referidas no número anterior.

Ver todas as alterações

Republicado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 57.º-A
Objetivos gerais da regulação da ERSE

A regulação da eletricidade pela ERSE visa a prossecução dos seguintes objetivos:

a) Promoção, em colaboração com a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, com as entidades reguladoras de outros Estados membros e com a Comissão Europeia, de um mercado interno de eletricidade concorrencial, seguro e ecologicamente sustentável, incluindo a abertura efetiva do mercado a todos os consumidores, e zelar pela existência de condições que permitam que as redes de eletricidade do SEN funcionem de forma eficaz e fiável;

b) Desenvolvimento de mercados regionais concorrenciais e com elevado nível de funcionamento na União Europeia;

c) Supressão das restrições ao comércio de eletricidade, incluindo o desenvolvimento das capacidades adequadas de transporte fronteiriço para satisfazer a procura e reforçar a integração dos mercados nacionais que possa facilitar o fluxo de eletricidade através da União Europeia;

d) Garantia, de forma adequada e racional, do desenvolvimento de redes seguras, fiáveis, eficientes e não discriminatórias, orientadas para o consumidor, tendo presente os objetivos gerais da política energética, bem como a ligação da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e veiculada nas redes de transporte e distribuição;

e) Garantia de que os operadores das redes do SEN recebem incentivos adequados para aumentar a eficiência das redes e promover a integração do mercado;

f) Garantia de que os clientes beneficiam do funcionamento eficiente do mercado, através da promoção de uma concorrência efetiva e da garantia de proteção dos consumidores;

g) Contribuição para alcançar padrões elevados de serviço universal do abastecimento de eletricidade, para a proteção dos clientes finais economicamente vulneráveis ou em zonas afastadas e para a mudança de comercializador;

h) Contribuição para a emergência de mercados retalhistas transparentes e eficientes, designadamente através da adoção de regulamentação respeitante a disposições contratuais, compromissos com clientes, intercâmbio de dados, posse de dados, responsabilidade na medição de energia e liquidação das transações;

i) Garantia de acesso dos clientes e comercializadores às redes, bem como o direito dos grandes clientes de celebrar contratos simultaneamente com diversos comercializadores.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 58.º
Competências da regulação no âmbito do SEN

1 - Sem prejuízo das atribuições e competências previstas nos seus Estatutos, nos regulamentos europeus e na lei, a ERSE exerce as seguintes e competências de regulação do SEN:

a) [Revogada].

b) [Revogada].

c) [Revogada].

d) [Revogada].

e) Cooperar com as outras entidades reguladoras, em particular, com a Comissão Europeia e com a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, facultando-lhes toda a informação necessária, designadamente, no âmbito da promoção de uma gestão ótima das redes e das interligações, nos termos previstos nos regulamentos comunitários, visando em especial a segurança do abastecimento e a gestão dos congestionamentos das redes;

f) Exercer as funções que lhe são atribuídas pela legislação comunitária no âmbito do Mercado Interno da Energia, designadamente no mercado ibérico e nos mercados regionais de que Portugal faça parte;

g) Cumprir e aplicar as decisões vinculativas da Comissão Europeia e da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia;

h) Supervisionar o nível de transparência do mercado, incluindo os preços, a existência de subvenções cruzadas entre atividades, a qualidade de serviço, a ocorrência de práticas contratuais restritivas, o tempo em que os operadores das redes demoram a executar as ligações e reparações, assim como a aplicação de regras relativas às atribuições dos operadores das redes;

i) Relatar anualmente a sua atividade e o cumprimento das suas obrigações à Assembleia da República, ao Governo, à Comissão Europeia e à Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, devendo o relatório abranger as medidas adotadas e os resultados obtidos;

j) Emitir decisões vinculativas sobre todas as empresas que atuam no âmbito do SEN;

l) Impor sanções efetivas nos termos do regime sancionatório previsto no artigo 76.º;

m) Conduzir inquéritos, realizar auditorias, efetuar inspeções nas instalações das empresas e exigir-lhes toda a documentação de que necessite para o cumprimento da sua atividade;

2 - Quando, no âmbito do processo de certificação do operador da RNT, este for sujeito às obrigações previstas na subsecção II da secção II do capítulo II, a regulação da ERSE tem ainda como objetivo, para além do disposto no número anterior, monitorizar o cumprimento das obrigações do operador da RNT e da empresa verticalmente integrada e a relação entre ambos, no âmbito das competências que lhe são atribuídas por lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 59.º
Direito de acesso à informação

1 - As entidades referidas no artigo 57.º têm o direito de obter dos intervenientes no SEN a informação necessária ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado.

2 - O disposto no número anterior inclui também o direito de acesso aos documentos de prestação de contas das empresas de eletricidade.

3 - As entidades referidas no artigo 57.º preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis, podendo, no entanto, trocar entre si ou divulgar as informações que sejam necessárias ao exercício das suas funções.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 59.º-A
Separação contabilística

1 - As empresas de eletricidade devem, sem prejuízo das exigências constantes do presente diploma em matéria de separação jurídica e independentemente da sua forma jurídica e regime de propriedade, elaborar, submeter aos respetivos órgãos competentes e publicar as suas contas anuais, nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

2 - As empresas de eletricidade que não sejam legalmente obrigadas a publicar as suas contas anuais devem manter um exemplar dessas contas à disposição do público na sua sede social ou estabelecimento principal.

3 - As empresas de eletricidade que não sejam legalmente obrigadas a ter um órgão de fiscalização devem submeter as respetivas contas anuais a um revisor oficial de contas para proceder à revisão legal, que deverá ser publicitada nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

4 - Na elaboração das suas contas anuais e na sua contabilidade interna, as empresas de eletricidade devem, com o fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência, respeitar as seguintes regras de separação e organização contabilística:

a) As contas devem estar separadas para cada uma das suas atividades de transporte e distribuição, nos mesmos termos em que a contabilidade seria organizada se estas atividades fossem exercidas por empresas distintas;

b) As atividades do setor da eletricidade não ligadas ao transporte ou distribuição devem estar refletidas em contas próprias, que podem ser consolidadas;

c) Os rendimentos provenientes da propriedade da RNT devem ser especificados nas contas;

d) Outras atividades não ligadas ao setor da eletricidade devem estar refletidas em contas próprias, que podem ser consolidadas se tal se mostrar adequado;

e) A contabilidade interna deve incluir um balanço e uma conta de ganhos e perdas para cada atividade;

f) Na sua contabilidade interna, as empresas devem especificar as regras de imputação dos elementos do ativo e do passivo, dos encargos e rendimentos, bem como da depreciação, sem prejuízo das normas contabilísticas aplicadas na elaboração das contas separadas;

g) As regras referidas na alínea anterior só podem ser alteradas em casos excecionais, devendo tais alterações ser expressamente indicadas e fundamentadas;

h) As contas anuais devem referir em notas quaisquer transações de importância não residual efetuadas com empresas coligadas.

5 - A revisão legal de contas prevista nos n.os 1 e 3 deve verificar, em particular, a observância da obrigação de prevenir a discriminação e as subvenções cruzadas a que se refere o número anterior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 60.º
Dever de informação

1 - A ERSE apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, em data estabelecida em legislação complementar, um relatório sobre o funcionamento do mercado de eletricidade e sobre o grau de concorrência efetiva, indicando também as medidas adotadas e a adotar, tendo em vista reforçar a eficácia e a eficiência do mercado.

2 - A ERSE faz publicar o relatório referido no número anterior e dele dá conhecimento à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

Ver todas as alterações

Republicado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Secção II
Sistema tarifário

Artigo 61.º
Princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas

1 - O cálculo e a fixação das tarifas reguladas aplicáveis às diversas atividades, considerando como tal as tarifas de uso das redes, de uso global do sistema e comercialização de último recurso, obedecem aos seguintes princípios:

a) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas;

c) Transparência na formulação e fixação das tarifas;

d) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária;

e) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN;

f) 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;

g) Criação de incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas;

h) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia define, mediante portaria, ouvida a ERSE, os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral nas tarifas reguladas previstas no número anterior, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados em cada período horário e sazonal, de forma a incentivar a modulação e uma maior eficiência energética do consumo.

3 - Para os efeitos do número anterior, incluem-se nos custos de interesse económico geral os montantes dos incentivos à garantia de potência, os sobrecustos da produção de eletricidade em regime especial, a diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita proveniente da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor, os encargos com os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), os custos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico, com planos de promoção da eficiência no consumo, os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados, os sobreproveitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas e os sobrecustos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas, bem como outros previstos no Regulamento Tarifário a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema.

4 - O cálculo e a fixação das tarifas e preços regulados são da competência da ERSE, entrando em vigor após a sua publicação nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

5 - A fixação das demais tarifas e preços de venda a clientes finais não abrangidos pelo n.º 1 do presente artigo são da responsabilidade dos comercializadores de mercado, devendo na sua fixação ter em conta os princípios estabelecidos no n.º 1 naquilo que não for incompatível com a sua natureza de comercializador de mercado.

Ver todas as alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 74/2012 - Diário da República n.º 237/2012, Série I de 2012-12-07, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 62.º
Regulamento tarifário

1 - As regras e as metodologias para o cálculo e fixação das tarifas reguladas previstas no n.º 1 do artigo anterior, bem como a estrutura tarifária, são estabelecidas no Regulamento Tarifário.

2 - As disposições do Regulamento Tarifário devem adequar-se à organização e funcionamento do mercado interno da eletricidade.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Capítulo V
Segurança do abastecimento

Artigo 63.º
Monitorização da segurança do abastecimento

1 - A monitorização da segurança de abastecimento é assegurada pelo Governo, através da DGEG, com a colaboração do operador da RNT, nos termos do presente artigo, do artigo 64.º e da legislação complementar.

2 - A monitorização da segurança de abastecimento deve abranger, nomeadamente, o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

3 - A DGEG apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, em data estabelecida em legislação complementar, uma proposta de relatório anual de monitorização, indicando, também, as medidas adotadas e a adotar tendo em vista reforçar a segurança do abastecimento do SEN.

4 - O Governo publica o relatório anual previsto no número anterior até 31 de julho de cada ano, dando conhecimento do mesmo à Comissão Europeia e à ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 64.º
Segurança do fornecimento

1 - Sem prejuízo do regime geral de acesso à atividade de produção, o Governo pode, em último recurso, promover procedimento concursal para a atribuição de licença para a construção e a exploração de centros electroprodutores destinados a assegurar as necessidades de energia e potência identificadas no relatório de monitorização da segurança do abastecimento ou no PDIRT.

2 - A promoção do procedimento concursal e a aprovação das peças do procedimento são competência do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - O procedimento concursal rege-se pelo presente decreto-lei, pelas peças do procedimento e pelos princípios gerais da contratação pública.

4 - Aos centros electroprodutores abrangidos pela licença referida no n.º 1 podem ser impostas obrigações de serviço público, incluindo a obrigação de colocação de toda a sua produção no mercado organizado, nos termos a estabelecer nos documentos relativos ao procedimento.

5 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Capítulo VI
Prestação de informação

Artigo 65.º
Deveres

1 - Não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

2 - Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, a ERSE e a DGEG, no âmbito das atribuições desta de articulação com o Instituto Nacional de Estatística e nos termos previstos na Lei n.º 22/2008, de 13 de maio, podem solicitar aos intervenientes do SEN as informações necessárias à caracterização do SEN e ao exato conhecimento do mercado.

3 - Os operadores e comercializadores do SEN devem comunicar às entidades administrativas competentes o início, a alteração ou a cessação da sua atividade, no prazo e nos termos dos respetivos contratos de concessão ou licenças.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 65.º
Manutenção de dados e informações relevantes

1 - As empresas de eletricidade estão obrigadas a manter à disposição da DGEG, da ERSE, da Autoridade da Concorrência e da Comissão Europeia, para cumprimento das respetivas obrigações e competências, todos os suportes contratuais e dados e informações relativos a todas as transações relevantes de eletricidade, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - Para efeitos do número anterior, as empresas de eletricidade estão obrigadas a manter os elementos aí previstos durante um período de, pelo menos, cinco anos a fim de poderem ser facultados ou facilitado o acesso direto, para consulta ou auditoria.

3 - A informação referida no n.º 1 deve especificar as características das transações relevantes, tais como as relativas à duração, à entrega e à regularização, à quantidade e à hora de execução, os preços de transação e os meios para identificar o cliente grossista em causa, assim como elementos específicos de todos os contratos abertos de comercialização de eletricidade.

4 - A ERSE aprova regulamentos para definir os métodos e disposições para a manutenção dos registos, assim como o formato e teor dos dados a manter, de acordo com as orientações adotadas pela Comissão Europeia ao abrigo da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

5 - O disposto nos números anteriores é aplicável aos elementos específicos de todos os contratos de derivados de eletricidade celebrados por comercializadores com clientes grossistas e com o operador da RNT, após aprovação pela Comissão Europeia das orientações referidas no número anterior.

6 - A ERSE pode tornar pública a informação prevista no presente artigo, salvaguardando a informação considerada comercialmente sensível sobre intervenientes ou transações em concreto, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21, produz efeitos a partir de 2011-06-21

Capítulo VII
Regiões Autónomas

Artigo 66.º
Âmbito de aplicação e órgãos competentes

1 - Não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nos termos da derrogação prevista no artigo 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

2 - As adaptações decorrentes da aplicação do disposto no número anterior são efetuadas mediante ato legislativo regional.

3 - Nas Regiões Autónomas, as competências cometidas ao Governo da República, à DGGE e a outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes membros do Governo Regional e pelos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, sem prejuízo das competências da ERSE, da Autoridade da Concorrência e de outras entidades de atuação com âmbito nacional.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 67.º
Extensão da regulação às Regiões Autónomas

1 - A regulação da ERSE exercida no âmbito do SEN é extensiva às Regiões Autónomas.

2 - A extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas assenta no princípio da partilha dos benefícios decorrentes da convergência do funcionamento do SEN, nomeadamente em matéria de convergência tarifária e de relacionamento comercial.

3 - A convergência do funcionamento do SEN por via da regulação tem por finalidade, ao abrigo dos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado, contribuir para a correção das desigualdades das Regiões Autónomas resultantes da insularidade e do seu carácter ultraperiférico.

Artigo 68.º
Aplicação da regulamentação

O Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço são aplicáveis às Regiões Autónomas, tendo em conta as suas especificidades, nomeadamente as que estão relacionadas com a descontinuidade, a dispersão e a dimensão geográfica e do mercado.

Capítulo VIII
Regime transitório

Artigo 69.º
Contrato de concessão da RNT

1 - A concessão da RNT, atribuída à REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A., pelos Decretos-Leis n.os 182/95 e 185/95, ambos de 27 de julho, e pelo respetivo contrato de concessão, mantém-se na titularidade desta entidade.

2 - A exploração da referida concessão passa a processar-se nos termos do presente decreto-lei e da legislação complementar.

3 - O atual contrato de concessão, celebrado entre o Estado e a REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A., é, mediante aditamento, modificado por força das alterações decorrentes do presente decreto-lei e da legislação complementar, salvaguardando-se o princípio da reposição de equilíbrio contratual.

Artigo 70.º
Licença de distribuição de eletricidade em MT E AT

1 - A licença de distribuição de eletricidade em MT e AT, da titularidade da EDP Distribuição - Energia, S. A., é convertida em concessão, mediante a celebração do respetivo contrato.

2 - A exploração da concessão referida no número anterior passa a processar-se nos termos do presente decreto-lei e da legislação complementar, salvaguardando-se o princípio do equilíbrio da exploração.

Artigo 71.º
Concessões de distribuição de eletricidade em BT

1 - As atuais concessões de distribuição de eletricidade em BT, atribuídas e renovadas nos termos do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, mantêm-se na titularidade das respetivas concessionárias, sem prejuízo do estabelecido nos números seguintes.

2 - A exploração das concessões de eletricidade em BT passa a processar-se nos termos do presente decreto-lei e da legislação complementar.

3 - Os atuais contratos de concessão, celebrados entre os municípios e as entidades concessionárias, são modificados por força das alterações decorrentes do presente decreto-lei e da legislação complementar, observando-se o prazo dos contratos atualmente em vigor, contado a partir da data da sua celebração ou da sua renovação, nos termos do diploma referido no n.º 1.

4 - A modificação dos contratos deve ocorrer no prazo e nos termos estabelecidos em legislação complementar.

Artigo 72.º
Manutenção do equilíbrio contratual dos contratos de aquisição de energia

1 - Os termos da manutenção do equilíbrio contratual dos contratos de aquisição de eletricidade, celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores vinculados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, são estabelecidos em legislação específica.

2 - Enquanto não cessarem os contratos referidos no número anterior, cabe à entidade concessionária da RNT, ou à entidade que a venha a substituir na gestão destes contratos, a aquisição e a entrega de eletricidade, nos termos a definir em legislação complementar.

Artigo 73.º
Atribuição transitória da qualidade de comercializador de último recurso

1 - A licença prevista no n.º 2 do artigo 46.º é atribuída à sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais atividades previstas no presente decreto-lei, a constituir pela EDP Distribuição - Energia, S. A.

2 - A licença prevista no número anterior caduca na data da extinção do contrato de concessão da RND resultante da conversão prevista no n.º 1 do artigo 70.º.

3 - A sociedade referida no n.º 1 deve estar constituída no prazo e nos termos estabelecidos em legislação complementar.

4 - É igualmente atribuída às demais entidades concessionárias, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, a qualidade de comercializador de último recurso dentro da sua área de concessão, enquanto durar o correspondente contrato de concessão.

Artigo 73.º-A
Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial

1 - Os sobrecustos com a produção em regime especial determinados nos termos da lei, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos do cálculo das tarifas para 2012.

1 - Os sobrecustos com a produção em regime especial determinados nos termos da lei, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos, para efeitos do cálculo das tarifas.

2 - O mecanismo previsto no número anterior pode ser utilizado pela ERSE, para os anos subsequentes a 2012, tendo em conta as necessidades de estabilidade tarifária.

3 - A parcela de proveitos permitidos, resultantes da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão em anos seguintes dos sobrecustos referidos nos números anteriores, deve ser identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, e no artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

4 - A transferência intertemporal de proveitos referida nos números anteriores deve ser compensada pela aplicação de uma taxa de remuneração, a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE.

5 - A taxa de remuneração referida no número anterior considera o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento.

6 - [Revogado].

7 - [Revogado].

8 - De acordo com o regime de transferência intertemporal estabelecido no presente artigo, só podem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas os ajustamentos tarifários referentes a sobrecustos com a produção em regime especial ocorridos até 31 de dezembro de 2025.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 79/2020 - Diário da República n.º 192/2020, Série I de 2020-10-01, em vigor a partir de 2020-10-02

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 178/2015 - Diário da República n.º 167/2015, Série I de 2015-08-27, em vigor a partir de 2015-09-01

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Capítulo IX
Disposições finais

Artigo 74.º
Arbitragem

1 - Os conflitos entre o Estado ou os municípios e as respetivas entidades concessionárias, emergentes dos respetivos contratos, podem ser resolvidos por recurso a arbitragem.

2 - Os conflitos entre as entidades concessionárias e os demais interveniente no SEN, no âmbito das respetivas atividades, podem ser igualmente resolvidos por recurso à arbitragem.

3 - Das decisões dos tribunais arbitrais cabe recurso para os tribunais judiciais nos termos da lei geral.

4 - Compete à ERSE promover a arbitragem destinada à resolução de conflitos entre os agentes e os clientes.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 75.º
Garantias

Para garantir o cumprimento das suas obrigações, os operadores de redes e os produtores devem constituir e manter em vigor um seguro de responsabilidade civil, proporcional ao potencial risco inerente às atividades, de montante a definir nos termos da legislação complementar.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Artigo 76.º
Regime sancionatório

O regime sancionatório aplicável às disposições do presente decreto-lei e da legislação complementar é estabelecido em decreto-lei específico.

Artigo 77.º
Regulamentação

1 - Os regimes jurídicos das atividades previstas no presente decreto-lei, incluindo as respetivas bases de concessão, e os procedimentos para atribuição das licenças e concessões são estabelecidos por decreto-lei.

2 - Para efeitos da aplicação do presente decreto-lei, são previstos os seguintes regulamentos:

a) O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, que estabelece as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição e às interligações;

b) O Regulamento Tarifário, que estabelece os critérios e métodos para a formulação de tarifas, designadamente as de acesso às redes e às interligações e aos serviços de sistema, as tarifas de venda de eletricidade do comercializador de último recurso, segundo os princípios definidos no presente decreto-lei e demais legislação aplicável, bem como disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária entre o continente e as Regiões Autónomas;

c) O Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece as regras de funcionamento das relações comerciais entre os vários intervenientes no SEN, as condições comerciais para ligação às redes públicas, as regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo, bem como as regras aplicáveis à escolha de comercializador e funcionamento dos mercados de energia elétrica;

d) O Regulamento da Qualidade de Serviço, que estabelece os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial;

e) O Regulamento da Rede de Transporte, que define a constituição e caracterização da rede de transporte e estabelece as condições da sua exploração, nomeadamente no que respeita ao controlo e operação, incluindo relacionamento com as entidades a ela ligadas, à realização de manobras e execução de trabalhos e respetiva manutenção, as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação das instalações a elas ligadas e aos sistemas de apoio, medição, proteção e ensaios da rede e dessas mesmas instalações, bem como as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade e segurança da rede e a qualidade de serviço;

f) O Regulamento da Rede de Distribuição, que define a constituição e a caracterização da rede de distribuição e estabelece as condições da sua exploração, nomeadamente no respeitante ao controlo e operação, incluindo o relacionamento com as entidades a ela ligadas, à realização de manobras e execução de trabalhos e respetiva manutenção, as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação das instalações a elas ligadas e aos sistemas de apoio, medição, proteção e ensaios da rede e dessas mesmas instalações, bem como as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade e segurança das rede e a qualidade de serviço;

g) O Regulamento de Operação das Redes, que estabelece as condições necessárias à gestão dos fluxos de eletricidade na RNT, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada, bem como as condições para a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo.

h) O Regulamento da Forma de Execução das obrigações do operador da RNT no apoio ao Concedente em matéria de política energética, com vista a assegurar o seu cumprimento das referidas obrigações de forma independente;

i) O Regulamento de Funcionamento da Comissão de Auditoria ao cumprimento do regulamento referido na alínea anterior.

3 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 78.º
Operação logística de mudança de comercializador de eletricidade

O regime de exercício da atividade de operação logística de mudança de comercializador de eletricidade é estabelecido em legislação complementar.

Artigo 78.º-A
Sistemas inteligentes

1 - Designam-se por sistemas inteligentes os sistemas destinados à medição da energia elétrica e gestão da informação relativa à eletricidade que favoreçam a participação ativa do consumidor no mercado de fornecimento de eletricidade.

2 - A implementação de sistemas inteligentes mencionados no número anterior depende de:

a) Avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para o consumidor individual;

b) Estudo que determine qual o modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação.

3 - [Revogado].

4 - Após a avaliação prevista no n.º 2, o membro do Governo responsável pela área da energia aprova, mediante portaria, um sistema inteligente, tendo em conta o cumprimento das obrigações europeias e respetivos prazos de cumprimento.

5 - A portaria prevista no número anterior prevê, nomeadamente, os requisitos técnicos e funcionais do sistema inteligente, os respetivos calendários de instalação, bem como o modo de financiamento dos custos inerentes e de repercussão desses custos nas tarifas reguladas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-10-09

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 78/2011 - Diário da República n.º 117/2011, Série I de 2011-06-20, em vigor a partir de 2011-06-21

Artigo 79.º
Norma revogatória

São revogados:

a) O Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, na redação que lhe foi dada pelos Decretos-Leis n.os 56/97, de 14 de março, 24/99, de 28 de janeiro, 198/2000, de 24 de agosto, 69/2002, de 25 de março, e 85/2002, de 6 de abril;

b) O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março;

c) O artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que mantém a sua vigência até 31 de dezembro de 2006.

Artigo 80.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Desenvolvimento das bases do Sistema Elétrico Nacional (SEN)

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS 72
CAPÍTULO II PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE 77
SECÇÃO I DISPOSIÇÃO GERAL 78
SECÇÃO II CRITÉRIOS DE ATRIBUIÇÃO DE LICENÇA DE PRODUÇÃO 83
SECÇÃO III PROCEDIMENTO DE ATRIBUIÇÃO DE LICENÇA DE PRODUÇÃO 85
SECÇÃO IV REGIME DA LICENÇA DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE 93
SECÇÃO V REGISTO PRÉVIO 102
SECÇÃO VI RESPONSABILIDADE E FISCALIZAÇÃO 104
SECÇÃO VII GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SITUAÇÕES ESPECIAIS 106
CAPÍTULO III PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM REGIME ESPECIAL 110
SECÇÃO I DISPOSIÇÕES GERAIS 110
SECÇÃO II PROCEDIMENTOS DE CONTROLO PRÉVIO 111
SECÇÃO III REGIME DA LICENÇA 112
SECÇÃO IV PROCEDIMENTO DE AVALIAÇÃO DE INCIDÊNCIAS AMBIENTAIS 113
SECÇÃO V ACESSO ÀS REDES 114
CAPÍTULO IV EXPLORAÇÃO DA RNT 115
SECÇÃO I REGIME DE EXERCÍCIO 115
SECÇÃO II ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO SUJEITA A REGISTO 118
SECÇÃO III EXPLORAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO 121
CAPÍTULO V COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE 125
SECÇÃO I DISPOSIÇÃO GERAL 125
SECÇÃO II PROCEDIMENTOS PARA A ATRIBUIÇÃO DA LICENÇA DE COMERCIALIZAÇÃO 125
SECÇÃO III COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO 132
SECÇÃO IV FACILITADOR DE MERCADO 134
SECÇÃO V MERCADO ORGANIZADO 136
SECÇÃO VI GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS NO SEN 137
CAPÍTULO VI REGULAMENTAÇÃO 139
CAPÍTULO VII DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS 142
Anexo I (a que se refere o artigo 8.º) 147
Anexo II Elementos do projeto de centro eletroprodutor a partir de fontes de energia renováveis 149
Anexo III (a que se refere o n.º 6 do artigo 34.º) 150
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 150
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 154
CAPÍTULO III OBRIGAÇÕES, RESPONSABILIDADES E FISCALIZAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA 157
CAPÍTULO IV DIREITOS DA CONCESSIONÁRIA 161
CAPÍTULO V GARANTIAS DO CUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 162

CAPÍTULO VI ALTERAÇÃO E EXTINÇÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 165
CAPÍTULO VII COMPOSIÇÃO DE LITÍGIOS 169
Anexo IV (a que se refere o n.º 6 do artigo 38.º) 169
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 169
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 171
CAPÍTULO III OBRIGAÇÕES, RESPONSABILIDADES E FISCALIZAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA 172
CAPÍTULO IV DIREITOS DA CONCESSIONÁRIA 175
CAPÍTULO V GARANTIAS DO CUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 176
CAPÍTULO VI ALTERAÇÃO E EXTINÇÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 177
CAPÍTULO VII COMPOSIÇÃO DE LITÍGIOS 180
Anexo V (a que se refere o n.º 5 do artigo 42.º) Bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão 181
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 181
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 182
CAPÍTULO III OBRIGAÇÕES, RESPONSABILIDADES E FISCALIZAÇÃO DA CONCESSIONÁRIA 184
CAPÍTULO IV DIREITOS DA CONCESSIONÁRIA 187
CAPÍTULO V GARANTIAS DO CUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 187
CAPÍTULO VI ALTERAÇÃO E EXTINÇÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 189
CAPÍTULO VII COMPOSIÇÃO DE LITÍGIOS 192
Anexo VI Declaração de habilitação e não impedimento ao exercício da atividade de comercialização de eletricidade 192
Anexo VII (a que se refere a alínea b) do n.º 2 do artigo 48.º) 193

Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto

Desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases da organização e do funcionamento do setor da eletricidade, remeteu para legislação complementar um conjunto de matérias concretizadoras dessas bases, nomeadamente os regimes jurídicos procedimentais do exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como o regime do exercício da atividade de operação logística de mudança de comercializador de eletricidade.

No desenvolvimento e na concretização dos princípios do referido decreto-lei, o presente decreto-lei estabelece, em especial, os procedimentos para a atribuição das licenças para produção em regime ordinário e para a comercialização de eletricidade, bem como para a atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e das concessões de distribuição de eletricidade em alta e média tensões e em baixa tensão.

A produção em regime ordinário, fundada no princípio da liberdade do exercício de atividade, fica apenas dependente de atribuição de uma licença que tem por finalidade compatibilizar o exercício da atividade com valores de interesse geral, como seja o ordenamento do território, a salvaguarda do ambiente e da segurança de pessoas e bens e o cumprimento dos objetivos da política energética nacional, designadamente quanto à natureza das fontes primárias a utilizar e ao cumprimento da lei da concorrência, em especial das quotas de mercado a observar. Para o efeito, estabelece-se um procedimento simples e expedito que assegura a objetividade das decisões e a garantia dos direitos dos interessados. Sendo a regra geral a atribuição da licença, os motivos para a recusa estão devidamente objetivados, fundamentando-se na inobservância dos valores acima referidos. Desta forma, quando os interessados formulam os seus pedidos, já têm conhecimento prévio dos motivos que podem fundamentar o indeferimento do seu pedido. Nesta atividade, são evidenciadas as situações em que o Estado, sem se substituir ao mercado, adota os procedimentos que garantem a segurança do abastecimento de eletricidade. Prevê-se, ainda, um regime transitório aplicável aos pedidos de atribuição de pontos de receção e ou de licença anteriores à entrada em vigor do decreto-lei.

A atividade de transporte de eletricidade é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, através da exploração da RNT. A atribuição da concessão para o exercício desta atividade está sujeita a concurso público, observando-se os princípios da igualdade e da não discriminação. Esta regra não invalida a renovação da concessão à entidade em relação à qual o Estado detenha o controlo efetivo. Sem prejuízo da modificação do atual contrato de concessão, por via da adaptação das novas regras que se aplicam ao funcionamento do setor, a concessão mantém-se na titularidade da Rede Eléctrica Nacional, S.A., nos termos das disposições do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro do presente decreto-lei e das bases a este anexas, bem como do contrato de concessão modificado. Esta modificação ocorre com a salvaguarda da manutenção do equilíbrio do atual contrato de concessão. No anexo II do presente decreto-lei, estabelecem-se as novas bases da concessão da RNT.

A atividade de distribuição de eletricidade é exercida em regime de concessão, nos termos estabelecidos no artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, salientando-se o princípio da sua atribuição por concurso público. No anexo III do presente decreto-lei estabelecem-se as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta

e Média Tensão (RND). No anexo IV do presente decreto-lei estabelecem-se as bases das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT). Na decorrência dos princípios estabelecidos nos artigos 70.º e 71.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, é fixado o prazo para a celebração dos novos contratos de concessão, considerando a natureza destas concessões. No que se refere às concessões de BT, cuja atribuição é da competência dos municípios, a atribuição e a exploração destas concessões ocorre tendo em consideração os direitos e as competências dos municípios, harmonizando-se com a uniformização dos princípios gerais do setor da eletricidade à luz do mercado interno de eletricidade.

Ainda no desenvolvimento dos princípios do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, estabelecem-se procedimentos simples para a atribuição das licenças para a comercialização de eletricidade, prevendo-se a sua harmonização com os princípios aplicáveis ao funcionamento do mercado ibérico de eletricidade, no que se refere ao reconhecimento recíproco dos comercializadores. Dada a sua natureza, os comercializadores de último recurso ficam sujeitos a obrigações especiais, considerando o serviço universal a prestar e a defesa dos consumidores.

No âmbito da mudança de comercializador, estabelece-se o regime do exercício da atividade de operação logística da mudança do comercializador, sendo remetida para legislação complementar a concretização das regras e dos procedimentos que são aplicáveis à entidade que vai exercer esta atividade.

São também definidas disposições gerais que fixam o objeto, o sentido e o alcance de um conjunto de regulamentos essenciais para o exercício das atividades compreendidas no Sistema Elétrico Nacional, bem como a repartição entre a DGEG e a ERSE das competências para a sua aprovação e aplicação.

As disposições aplicáveis ao exercício das atividades contempladas neste decreto-lei e aos procedimentos nele previstos enquadram-se no âmbito do processo de liberalização do setor, resultante da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva n.º 96/92/CE, e no funcionamento do mercado ibérico de eletricidade, resultante do acordo celebrado entre Portugal e Espanha em 1 de outubro de 2004, relativo à constituição de um mercado ibérico da energia elétrica.

Este decreto-lei, no desenvolvimento dos princípios gerais aplicáveis à organização e ao funcionamento do setor de eletricidade, finaliza a transposição integral da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

Foi promovida a audição da Comissão Nacional de Proteção de Dados e do Conselho Nacional do Consumo.

Foi ainda promovida a audição das associações e cooperativas de consumidores que integram o Conselho Nacional do Consumo.

Foram ouvidas a Associação Nacional de Municípios Portugueses, a Federação Nacional de Cooperativas de Consumidores, a Associação dos Consumidores da Região dos Açores e a Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor.

Nota: Artigo 8.º, Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08: As referências feitas no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a «Direção-Geral de Geologia e Energia», a «DGGE», a «diretor-geral de geologia e energia», a «portaria conjunta», a «ministro responsável por», a «Ministro da Economia e da Inovação» e a «rescisão» são substituídas, respetivamente, por «Direção-Geral de Energia e Geologia», por «DGEG», por «diretor-geral de energia e geologia», por «portaria», por «membro do Governo responsável pela área», por «membro do Governo responsável pela área da energia» e por «resolução».

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto e âmbito de aplicação

1 - O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

2 - Excluem-se do âmbito de aplicação do presente decreto-lei:

a) A produção de eletricidade em cogeração e a produção de eletricidade a partir da energia das ondas na zona-piloto;

b) A produção de eletricidade quando associada a autoconsumo;

c) A produção de eletricidade a partir de energia nuclear;

d) As redes de distribuição fechadas, tal como definidas no artigo 41.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

3 - No desenvolvimento dos princípios gerais estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, o presente decreto-lei completa a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

4 - O presente decreto-lei procede ainda:

a) À integração do regime do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, que transpôs para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2006/123/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de dezembro, relativa aos serviços no mercado interno;

b) À transposição para a ordem jurídica interna dos artigos 13.º e 16.º da Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 2.º
Definições

Para os efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

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

b) [Revogada].

c) «Baixa tensão (BT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;

d) «Capacidade de receção» o valor máximo da potência aparente que pode ser recebida em determinado ponto da rede pública;

e) «Capacidade disponível» o valor máximo da potência aparente em determinado ponto da rede pública que é possível atribuir a centros eletroprodutores;

f) «Centro eletroprodutor» a designação genérica de central hidroelétrica, central elétrica que utilize fontes renováveis ou o processo de cogeração ou central termoelétrica;

g) [Revogada].

h) [Revogada].

i) «Cliente» o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;

j) «Cliente doméstico» o consumidor final que compra eletricidade para uso doméstico próprio, excluindo atividades comerciais ou profissionais;

k) «Cliente final» o consumidor que compra eletricidade para consumo próprio;

l) «Cliente grossista» a pessoa singular ou coletiva que compra eletricidade para os efeitos de revenda;

m) «Cliente não-doméstico» a pessoa singular ou coletiva que compra eletricidade não destinada a utilização no seu agregado familiar, incluindo produtores e clientes grossistas;

n) «Comercialização» a compra e venda de eletricidade a clientes, incluindo a revenda;

o) «Comercializador» a entidade registada para a comercialização de eletricidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade;

p) «Comercializador de último recurso» a entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço universal;

q) «Consumidor» o cliente final de eletricidade;

r) «Contrato de fornecimento de energia elétrica» o contrato para a comercialização de eletricidade, excluindo derivados de eletricidade;

s) «Controlo» a relação entre empresas, na aceção do Regulamento (CE) n.º 139/2004, do Conselho, de 20 de janeiro, relativo ao controlo das concentrações de empresas, decorrente de direitos, contratos ou outros meios que conferem a uma empresa, isoladamente ou em conjunto, e tendo em conta as circunstâncias de facto e de direito, a possibilidade de exercer uma influência determinante sobre outra, nomeadamente através de direitos de propriedade ou de uso ou de fruição sobre a totalidade ou parte dos ativos de uma empresa ou de direitos ou contratos que conferem uma influência determinante na composição, nas deliberações ou nas decisões dos órgãos de uma empresa;

t) «Derivado de eletricidade» um dos instrumentos financeiros especificados nos n.os 5, 6 ou 7 da secção C do anexo I da Diretiva 2014/65/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, sempre que esteja relacionado com a eletricidade;

u) «Distribuição» a transmissão de eletricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensão para entrega ao cliente, mas sem incluir a comercialização;

v) «Distribuidor» a entidade titular de uma concessão de distribuição de eletricidade;

w) «Eficiência energética/gestão da procura» a abordagem global ou integrada destinada a influenciar a quantidade e os períodos horários do consumo de eletricidade por forma a reduzir o consumo de energia primária e os picos de carga, dando prioridade aos investimentos em medidas de eficiência energética ou outras - como contratos de fornecimento interruptível - sobre os investimentos no aumento da capacidade de produção, caso os primeiros constituam a opção mais eficaz e económica, tendo em conta o impacte ambiental positivo da redução do consumo de energia e os aspetos de segurança do fornecimento e dos custos de distribuição associados;

x) «Empresa coligada» uma empresa filial na aceção da alínea 12) do artigo 2.º da Diretiva 2013/34/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, relativa às demonstrações financeiras anuais, às demonstrações financeiras consolidadas e aos relatórios conexos de certas formas de empresas, que altera a Diretiva 2006/43/CE do Parlamento Europeu e do Conselho e revoga as Diretivas 78/660/CEE e 83/349/CEE do Conselho, ou ainda empresas que pertençam aos mesmos acionistas;

y) «Empresa de eletricidade integrada» uma empresa vertical ou horizontalmente integrada;

z) «Empresa horizontalmente integrada» uma empresa que exerce pelo menos uma das atividades de produção para venda, transporte, distribuição ou fornecimento de eletricidade e ainda uma atividade não diretamente ligada ao setor da eletricidade;

aa) «Empresa verticalmente integrada» uma empresa de eletricidade ou um grupo de empresas de eletricidade em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controlo e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de transporte ou distribuição e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de eletricidade;

bb) «Entrega de eletricidade» a alimentação física de energia elétrica;

cc) «Entidade licenciadora» o serviço ou organismo do Ministério da Economia e do Emprego com competência para a coordenação e a decisão do procedimento de controlo prévio da produção de eletricidade, ou da comercialização, conforme o caso;

dd) «Equilíbrio entre a oferta e a procura» a satisfação da procura previsível de eletricidade pelos consumidores sem necessidade de impor medidas de contingência para diminuir pontualmente o consumo;

ee) «Facilitador de mercado» o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado;

ff) «Fontes de energia renováveis» as fontes de energia não fósseis renováveis, nomeadamente eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, oceânica, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;

gg) «Fornecimento» a venda de energia elétrica a qualquer entidade;

hh) «Grupo gerador» o conjunto constituído pela caldeira, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros eletroprodutores térmicos, e o conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros eletroprodutores hídricos;

ii) «Início da exploração» a data de emissão da licença de exploração ou do certificado de exploração do centro eletroprodutor ou de qualquer dos seus grupos geradores;

jj) «Interligação» o equipamento de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados membros vizinhos com a única finalidade de interligar as respetivas redes de transporte de eletricidade;

kk) «Interruptibilidade» o regime de contratação de eletricidade que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e a segurança do sistema elétrico;

ll) «Licença de exploração» a licença concedida para efeitos de entrada em exploração industrial de um centro eletroprodutor, de partes do mesmo ou dos grupos geradores que o compõem ou concedida para os mesmos efeitos na sequência de uma alteração do referido centro eletroprodutor, não incluindo a autorização para exploração em regime experimental;

mm) «Licença de produção» a licença concedida para efeitos de estabelecimento e exercício da atividade de produção de eletricidade por um centro eletroprodutor;

nn) «Ligação à rede» os elementos da rede que permitem que um determinado produtor ou cliente se ligue fisicamente às infraestruturas de transporte ou distribuição de eletricidade da rede pública;

oo) «Linha direta» a linha elétrica que liga um local de produção isolado a um cliente isolado ou linha elétrica que liga um produtor de eletricidade e uma empresa de comercialização de eletricidade para abastecer diretamente os seus próprios estabelecimentos, filiais e clientes elegíveis;

pp) «Média tensão (MT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;

qq) «Mercados organizados» os sistemas com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de eletricidade e de instrumentos cujo ativo subjacente seja eletricidade ou ativo equivalente;

rr) «Muito alta tensão (MAT)» a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV;

ss) «Operador da rede» a entidade titular de concessão ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de eletricidade, correspondendo a uma das seguintes entidades, cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND e as entidades titulares da concessão de distribuição de eletricidade em BT;

tt) «Operador da rede de distribuição» a pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de distribuição e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, pela exploração e pela manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, pelas suas ligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

uu) «Operador da rede de transporte» a pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de transporte e é responsável pelo desenvolvimento, pela exploração e pela manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, pelas suas ligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de eletricidade;

vv) «Ponto de interligação» o ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;

ww) «Ponto de receção» o ponto da rede onde se faz a entrega ou a receção de eletricidade à instalação do cliente, produtor ou outra rede, localizado nos terminais, do lado da rede, do órgão de corte, que separa as instalações;

xx) «Potência garantida aparente» a potência nominal instalada, com exceção das fontes de energia eólica e hídrica, em que apenas se consideram 10% e 30%, respetivamente, da potência aparente instalada;

yy) «Produção» a produção de eletricidade;

zz) «Produção em regime especial» a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

aaa) «Produção distribuída» a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;

bbb) «Produtor» a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;

ccc) «Produção em regime ordinário» a produção de eletricidade tal como definida no artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

ddd) «Receção de eletricidade» a entrada física de eletricidade na rede pública;

eee) «Rede interligada» a rede constituída por várias redes de transporte e de distribuição ligadas entre si;

fff) «Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)» o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as redes de distribuição em baixa tensão;

ggg) «Rede interligada» a rede constituída por várias redes de transporte e de distribuição ligadas entre si;

hhh) «Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND)» a rede nacional de distribuição de eletricidade em alta e média tensão;

iii) «Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT)» a rede nacional de transporte de eletricidade no continente;

jjj) «Segurança de funcionamento da rede» o funcionamento contínuo da rede de transporte e, se for caso disso, de distribuição em circunstâncias previsíveis;

kkk) «Segurança do fornecimento de eletricidade» a capacidade de um sistema elétrico para fornecer energia elétrica aos clientes finais nos termos do presente decreto-lei;

lll) «Sistema elétrico nacional (SEN)» o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei e pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, no território nacional;

mmm) «Serviços de sistema» os meios e contratos necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança de um sistema elétrico, mas excluindo aqueles que são tecnicamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções;

nnn) «Sistema» o conjunto de redes, de instalações de produção e de pontos de receção de eletricidade ligados entre si e localizados em Portugal e das interligações a sistemas elétricos vizinhos;

ooo) «Transporte» a transmissão de eletricidade numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para os efeitos de receção dos produtores e de entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;

ppp) «Uso das redes» a utilização das redes de transporte e distribuição de eletricidade nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações;

qqq) «Utilizador da rede» a pessoa singular ou coletiva que entrega eletricidade à rede ou que é abastecida através dela.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 23/2009 - Diário da República n.º 13/2009, Série I de 2009-01-20, em vigor a partir de 2009-01-21

Artigo 3.º
Princípios gerais

1 - O exercício das atividades previstas no presente decreto-lei fica subordinado aos princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, sendo assegurada igualdade de oportunidades e de tratamento.

2 - O exercício das atividades previstas no presente decreto-lei processa-se com observância dos princípios da concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.

3 - O exercício das atividades abrangidas pela aplicação do presente decreto-lei depende da obtenção de licença, da atribuição de concessão ou da realização do registo nos termos dos procedimentos estabelecidos para cada uma das atividades.

4 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, designadamente à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), à Autoridade da Concorrência e à Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, no domínio específico das suas atribuições, as atividades de exploração das concessões de transporte e de distribuição de eletricidade, do comercializador de último recurso, do facilitador de mercado, de gestão de mercados organizados e do operador logístico de mudança de comercializador são objeto de regulação pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, no presente decreto-lei, nos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua redação atual, e demais legislação aplicável.

5 - O presente decreto-lei aplica-se em todo o território nacional, sem prejuízo do disposto no artigo 2.º e no capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo II
Produção de eletricidade

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Secção I
Disposição geral

Artigo 4.º
Condição de exercício

1 - O exercício da atividade de produção de eletricidade em regime ordinário e em regime especial está sujeito à obtenção de licença de produção e de exploração, a atribuir nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 - A alteração da potência instalada, da tecnologia, do combustível ou da fonte de energia utilizadas e do número de grupos geradores, bem como das respetivas caldeiras, turbinas e geradores do centro eletroprodutor, constituem uma alteração substancial que carece de obtenção de nova licença de produção e de exploração.

3 - A instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária, ainda que se mantenha a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, está sujeita à obtenção de licença de produção e de exploração autónomas que serão averbadas à licença do centro eletroprodutor.

4 - [Revogado].

5 - A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade máxima instalada até 1 MW, destinada à venda total de energia à rede está sujeita a registo prévio e a obtenção de certificado de exploração.

6 - A cada centro eletroprodutor corresponde uma licença de produção de eletricidade quando as unidades de produção utilizem a mesma fonte primária.

7 - A licença de exploração atesta a conformidade da instalação do centro eletroprodutor com os termos da licença de produção, bem como com a regulamentação aplicável.

8 - A exploração em regime industrial de cada um dos grupos geradores que, nos termos da licença de produção, compõem o centro eletroprodutor, depende da prévia obtenção de licença de exploração.

9 - Os termos da licença de exploração de cada grupo gerador que utilize a mesma fonte primária integram a licença de produção do correspondente centro eletroprodutor.

10 - Nos casos em que a produção de eletricidade seja acompanhada de armazenamento a licença de produção incorpora as condições a que a atividade de armazenamento está sujeita.

11 - A atividade de armazenamento exercida de modo autónomo é sujeita a licença de armazenamento, nos termos a definir em legislação específica.

Ver todas as alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 36/2019 - Diário da República n.º 144/2019, Série I de 2019-07-30

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 4.º-A
Regime remuneratório

1 - O exercício da atividade de produção de eletricidade está sujeito aos seguintes regimes de remuneração:

a) Regime de remuneração geral em que os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço de mercado.

b) Regime de remuneração garantida em que os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço garantido num determinado período, podendo o preço ser fixo ou indexado a um referencial, com ou sem fixação de limiares mínimos e/ou máximos.

2 - A produção de eletricidade em regime ordinário está sujeita a remuneração geral.

3 - A produção de eletricidade em regime especial está sujeita a remuneração geral ou a remuneração garantida.

4 - A atribuição de remuneração garantida pode ser efetuada nas seguintes situações:

a) No âmbito do procedimento concorrencial, incluindo Leilão eletrónico, previsto no artigo 5.º-B;

b) Para centros eletroprodutores com potência instalada até 1 MW, até ao limite da quota definida anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia;

c) Para situações de sobre-equipamento ou para unidades de produção a instalar nos termos do n.º 3 do artigo anterior.

5 - Nos casos referidos na alínea a) do número anterior a remuneração garantida é atribuída nas condições previstas nas peças do procedimento aos participantes que obtenham vencimento no processo concorrencial.

6 - Nos casos referidos na alínea b) do n.º 4 a remuneração garantida é atribuída do seguinte modo:

a) Por processo de licitação tendo por base o valor de referência fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos previstos no artigo 27.º-D;

b) Por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia tendo por base a média dos valores obtidos em procedimento concorrencial nacional para fixação de tarifa garantida e prazo de duração estabelecido no mesmo procedimento para a fonte primária em causa.

7 - Nos casos referidos na alínea c) do n.º 4 a remuneração garantida é atribuída por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, podendo ser sujeita a procedimento concorrencial prévio para fixação da remuneração garantida a estabelecer.

8 - A cessação do prazo pelo qual foi atribuída a remuneração garantida implica a aplicação do regime de remuneração geral.

9 - Podem coexistir no mesmo centro eletroprodutor os regimes da remuneração geral e da garantida, ou diferentes tarifários da remuneração garantida, quando o mesmo seja composto por unidades de produção diferentes.

10 -O disposto no n.º 4 não prejudica a aplicação da remuneração garantida já estabelecida ou a estabelecer em regimes específicos.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 5.º
Articulação com o licenciamento das instalações elétricas

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 5.º-A
Atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP

1 - O início do procedimento para obtenção de licença de produção de eletricidade depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

2 - A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP consta de:

a) Título emitido pelo operador da RESP com reserva de capacidade de injeção na rede em nome do requerente;

b) Acordo entre o requerente e o operador da RESP com assunção, por aquele, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor, com identificação da capacidade a atribuir;

c) Título emitido pelo operador da RESP nos termos comunicados pela entidade gestora do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede.

3 - Nos casos referidos nas alíneas a) e b) do número anterior, o pedido de reserva de capacidade de rede para ligação de um centro eletroprodutor deve corresponder a um único valor de potência com a identificação da subestação e nível de tensão a que se pretende ligar e é apresentado na entidade licenciadora que o remete, no prazo de cinco dias, ao operador da RNT ou ao operador da RND consoante o caso.

4 - Os pedidos de atribuição de reserva de capacidade referidos na alínea a) do n.º 2 são decididos pelo operador da RESP, no prazo de 45 dias, após audição do gestor global do SEN e mediante o pagamento de um preço pelo serviço prestado, nos termos estabelecidos no Regulamento das Relações Comerciais, seguindo a prioridade decorrente da ordem da remessa da entidade licenciadora que regista a ordem de entrada dos pedidos.

5 - O operador da RESP pode solicitar esclarecimentos adicionais, por uma só vez, suspendendo-se o prazo de decisão desse pedido e dos pedidos subsequentes que abranjam a mesma subestação e nível de tensão.

6 - O pedido de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP no caso da alínea a) do n.º 2 só pode ser recusado com fundamento na ausência de capacidade de rede ou na ausência de prestação de caução.

7 - Para os efeitos do número anterior verifica-se ausência de capacidade de rede disponível quando, tendo em conta os compromissos de ligação existentes, a potência a injetar exceda a capacidade disponível no ponto de interligação ou de receção, não existam condições técnicas que permitam implementar a ligação à rede, ou possa afetar-se a segurança e fiabilidade da RESP.

8 - Nos casos em que se verifique a ausência de capacidade de receção na RESP pode ser celebrado entre o requerente e o operador da RESP um acordo nos termos previstos na alínea c) do n.º 1 do artigo 16.º.

9 - A DGEG aprova o modelo de título e do acordo referidos no n.º 2.

10 - A atribuição de reserva de capacidade de rede depende da prestação de caução pelo requerente destinada a garantir a obtenção da licença de produção e, quando aplicável, o cumprimento das condições do procedimento concorrencial, correspondendo:

a) Ao valor de (euro) 10 000,00 por MVA de reserva de capacidade a atribuir, no caso previsto na alínea a) do n.º 2;

b) Ao valor máximo de entre o correspondente a 5% dos encargos assumidos pelo requerente e o determinado nos termos da alínea anterior, para o caso previsto na alínea b) do n.º 2;

c) Ao valor estabelecido no procedimento concorrencial, no caso da alínea c) do n.º 2.

11 - As cauções referentes à emissão dos títulos previstos na alínea a) e b) do n.º 2 são prestadas ao operador da RESP a que se pretende ligar, no prazo de 30 dias após comunicação da existência de capacidade disponível ou das condições do acordo.

12 - A caução referente à emissão do título previsto na alínea c) do n.º 2 é prestada à DGEG.

13 - As cauções referidas nos números anteriores revertem para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN, nas seguintes situações:

a) Não obtenção de licença de produção no prazo devido, após atribuição do título de reserva de capacidade de injeção na RESP;

b) Incumprimento do acordo referido na alínea b) do n.º 2;

c) Incumprimento das condições e prazos determinados no procedimento concorrencial, designadamente para a obtenção da licença de produção.

14 - A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP nos casos em que a caução seja revertida nos termos do número anterior caduca, podendo a capacidade disponível ser objeto de nova atribuição.

15 - A caução é devolvida ao interessado, no prazo de cinco dias a contar da verificação das seguintes situações:

a) Caducidade do pedido de reserva de capacidade de rede nos termos previstos no n.º 9 do artigo seguinte;

b) Nos termos definidos no procedimento concorrencial previsto no artigo seguinte;

c) Com a obtenção da licença de produção;

d) Quando a verificação das situações referidas no número anterior não seja imputável ao requerente, nos termos a comprovar junto da DGEG e mediante decisão fundamentada desta.

16 - A decisão do pedido de reserva de capacidade de injeção na rede previsto na alínea a) do n.º 2 e a celebração do acordo previsto na alínea b) do n.º 2, são comunicados ao requerente e à entidade licenciadora.

17 - Os títulos de reserva de capacidade de rede e a posição contratual no acordo referido na alínea b) do n.º 2 são intransmissíveis até à emissão da licença de exploração, efetuando-se a sua transmissão através da alteração da titularidade da licença de produção.

18 - O disposto nos números anteriores não é aplicável à atribuição de licença de produção para instalação de novas unidades de produção, que utilizem diversa fonte primária, nos casos em que se mantém a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 5.º-B
Procedimento concorrencial

1 - A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP pode, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ficar dependente da realização de prévio procedimento concorrencial.

2 - O procedimento concorrencial, que pode revestir a modalidade de leilão eletrónico, é aberto a todos os interessados que preencham os requisitos definidos.

3 - A modalidade do procedimento, as condições e critérios da atribuição da reserva de injeção na RESP, o regime remuneratório que, caso seja o da remuneração garantida, impõe a responsabilidade pelo pagamento dos desvios à programação ao produtor, o respetivo acesso, a duração e as condições de manutenção, os prazos para a entrada em funcionamento dos centros eletroprodutores e respetivas prorrogações, bem como o valor da caução destinada a garantir o cumprimento de todas as obrigações do interessado, são definidas nas peças do procedimento.

4 - A abertura do procedimento é efetuada mediante anúncio publicado no Diário da República e as peças do procedimento são aprovadas por despacho a publicitar no sítio eletrónico da DGEG e, em caso de leilão eletrónico, também na plataforma informática de registo dos interessados.

5 - Os atos referidos nos n.os 1 e 4 são da competência do membro do Governo responsável pela área da energia.

6 - A condução do procedimento incumbe à DGEG, cabendo ao diretor-geral de energia e geologia a decisão do procedimento concorrencial que deve ser comunicada aos interessados e ao operador da RESP para emissão do título previsto na alínea c) do n.º 2 do artigo 5.º-A.

7 - O procedimento concorrencial, com a possibilidade de leilão eletrónico, referido no n.º 1 é exclusivamente regido:

a) Pelo presente decreto-lei;

b) Pelas peças do procedimento, nomeadamente o programa do procedimento e o caderno de encargos, ou o regulamento do Leilão.

8 - Verificando-se o incumprimento pelo adjudicatário selecionado no âmbito do procedimento concorrencial das condições aí estabelecidas, a DGEG procede à audiência prévia do interessado e, caso se verifique que o incumprimento lhe é imputável, determina a perda da reserva de capacidade de injeção na RESP, das cauções prestadas, bem como de outros direitos decorrentes da adjudicação.

9 - A decisão de realização de prévio procedimento concorrencial determina a imediata caducidade dos pedidos de atribuição de reserva de capacidade de receção na rede referentes aos pontos de injeção a integrar no procedimento e que se encontrem pendentes àquela data, devolvendo-se a respetiva caução.

10 - Nos casos referidos no número anterior, os requerentes podem apresentar-se no procedimento concorrencial ou apresentar novo pedido, após encerramento do procedimento concorrencial, caso o ponto de injeção na rede não tenha sido atribuído no âmbito daquele procedimento.

11 - O disposto nos n.os 1 e 9 não é aplicável à atribuição de ponto de receção na rede decorrente da celebração de acordo nos termos previstos na alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Secção II

Critérios de atribuição de licença de produção

Artigo 6.º
Critérios gerais de atribuição de licença

1 - São critérios gerais da decisão de atribuição de licença de produção:

a) O impacte do centro eletroprodutor nos custos económicos e financeiros do SEN;

b) O contributo do pedido para a concretização dos objetivos da política energética, em especial no âmbito da promoção da segurança do abastecimento, tendo em vista a diversificação das fontes primárias de energia;

c) O contributo do pedido para a concretização dos objetivos da política ambiental, nomeadamente os decorrentes do Acordo de Paris e o controlo de emissão de substâncias acidificantes, bem como para o cumprimento das metas nacionais e comunitárias no domínio das energias renováveis no consumo bruto de energia;

d) O contributo do pedido para o desenvolvimento local e para a captação de riqueza para a área de instalação do centro eletroprodutor;

e) A quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo interessado em 31 de dezembro do ano anterior ao da apresentação do pedido, no âmbito do mercado ibérico de eletricidade, a qual não pode ser superior a 40%;

f) Título de reserva de capacidade de injeção na rede ou acordo celebrado nos termos do disposto na alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A;

g) As tecnologias de produção, tendo em conta a sua contribuição para os objetivos da política ambiental e para a flexibilidade da operação do sistema elétrico;

h) A fiabilidade e a segurança da rede elétrica, das instalações e do equipamento associado, nos termos previstos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição;

i) O cumprimento da regulamentação aplicável à ocupação do solo e à localização, à utilização do domínio público e à proteção da saúde pública e da segurança das populações;

j) As características específicas do requerente, designadamente a sua capacidade técnica, económica e financeira.

2 - Para os efeitos da aplicação da alínea b) do número anterior, devem ser consideradas, nomeadamente:

a) As orientações resultantes dos relatórios de monitorização referidos no artigo 32.º;

b) A quota-parte de cada fonte primária de energia não renovável, quota esta que não deve ultrapassar 50% da potência garantida aparente instalada para a produção de eletricidade no continente, na data prevista para a entrada em produção do centro eletroprodutor objeto do pedido, salvo nos casos de substituição de um centro eletroprodutor a fuelóleo por outro a gás natural, a instalar pelo mesmo titular, em que aquela percentagem pode ser ultrapassada até ao limite da potência desativada;

c) A reserva, com a finalidade de diversificação das fontes de abastecimento, de uma capacidade de receção de 800 MW no nó de Sines, a qual é utilizada nos termos a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 7.º
Quota de capacidade de produção de eletricidade no âmbito do mercado ibérico

1 - Para os efeitos da determinação da quota de capacidade de produção de eletricidade no âmbito do mercado ibérico, a que se refere a alínea e) do n.º 1 do artigo anterior, deve ser considerada a potência garantida aparente instalada de:

a) Todas as instalações de produção de eletricidade, que o requerente explore diretamente ou através de terceiros, qualquer que seja a forma que revista esta exploração por terceiros;

b) Todas as instalações de produção de eletricidade que sejam da titularidade do requerente, da titularidade de entidades por ele participadas, direta ou indiretamente, na proporção dessa participação, ou da titularidade do grupo a que ele pertença;

c) Todas as licenças ou autorizações de produção já concedidas ao requerente para instalações abrangidas nas alíneas anteriores mas ainda não operacionais.

2 - Ao requerente que detenha uma quota de produção de eletricidade no âmbito do mercado ibérico de eletricidade superior à estabelecida nos termos do presente decreto-lei só pode ser atribuída licença de produção, desde que até à data da atribuição da licença de exploração encerre ou aliene explorações ou instalações de produção de eletricidade de capacidade suficiente para não exceder a referida quota.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 7.º-A
Competência

1 - A atribuição, alteração e revogação da licença de produção, bem como a exploração em regime de teste ou experimental e a atribuição da licença de exploração de todos os centros eletroprodutores é da competência do diretor-geral de energia e geologia.

2 - A DGEG exerce as competências de entidade licenciadora, proferindo todas as decisões relativas à instrução e condução dos procedimentos de atribuição, alteração, transmissão, extinção das licenças e autorizações previstas no presente decreto-lei que não estejam expressamente reservadas ao membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção III
Procedimento de atribuição de licença de produção

Artigo 8.º
Instrução do pedido de atribuição de licença de produção

1 - O procedimento para atribuição de licença de produção inicia-se com a apresentação, pelo interessado, de um pedido dirigido à entidade licenciadora, devidamente instruído nos termos previstos no anexo I ao presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

2 - A obtenção dos pareceres, autorizações, decisões ou licenças previstas no anexo I ao presente decreto-lei incumbe ao requerente.

3 - Os pedidos apresentados são publicitados no sítio na Internet da entidade licenciadora.

4 - [Revogado].

5 - No caso de pedidos de nova licença de produção para alteração substancial do centro eletroprodutor ou para instalação de novas unidades de produção, em centro eletroprodutor já existente que utilizem diversa fonte primária mas que não implicam aumento da potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, a entidade licenciadora informa o requerente dos elementos instrutórios já entregues e existentes no âmbito do licenciamento inicial que se mantêm válidos.

6 - [Revogado].

7 - [Revogado].

8 - Após a obtenção do título de reserva de capacidade de injeção na RESP, o requerente promove em simultâneo o procedimento para atribuição de licença de produção e o processo de ligação do centro eletroprodutor à rede, a desenvolver junto do respetivo operador da RESP.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-07-18

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 9.º
Verificação da conformidade da instrução do pedido

1 - No prazo máximo de 10 dias após a receção do pedido a entidade licenciadora decide as questões de ordem formal e processual que possam obstar ao conhecimento do pedido determinando:

a) O aperfeiçoamento do pedido, sempre que faltar documento instrutório exigível para o conhecimento da pretensão e cuja falta não possa ser oficiosamente suprida;

b) A rejeição liminar quando da análise dos elementos instrutórios resultar que o pedido é manifestamente contrário às normas legais ou regulamentares aplicáveis.

2 - No caso previsto na alínea a) do número anterior, o requerente é notificado, por uma única vez, para, no prazo que lhe for fixado que não pode ser superior a 30 dias, corrigir ou completar o pedido.

3 - A falta de apresentação dos elementos solicitados ou a sua apresentação deficiente implica o indeferimento do pedido, a proferir no prazo de 10 dias contados do final do prazo para apresentação dos elementos adicionais.

4 - Não ocorrendo rejeição liminar nem indeferimento nos termos previstos no número anterior, presume-se que o requerimento se encontra corretamente instruído, incumbindo à entidade licenciadora:

a) Emitir as guias para pagamento das taxas referidas no artigo 68.º;

b) Promover a consulta a entidades externas que devam emitir parecer, autorização ou decisão sobre a pretensão.

5 - A consulta às entidades externas é efetuada pela entidade licenciadora no prazo de cinco dias após a conclusão da instrução do processo nos termos dos números anteriores.

6 - O prazo para a pronúncia das entidades é de 20 dias contados da receção do pedido formulado pela entidade licenciadora, sem prejuízo dos prazos específicos previstos na legislação aplicável.

7 - A entidade consultada dispõe de cinco dias após a receção do pedido para pedir, por uma única vez, elementos adicionais que lhe devem ser fornecidos no prazo máximo de 15 dias, caso em que o prazo referido no número anterior se suspende.

8 - A falta de emissão do parecer no prazo estabelecido no n.º 6 equivale a não oposição ao provimento do pedido.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 10.º
Consulta ao operador da rede pública

1 - A entidade licenciadora pode, em qualquer fase do procedimento para atribuição da licença de produção, solicitar a pronúncia do operador de rede ou do gestor global do SEN, sobre as condições e regime de injeção aplicável ao centro eletroprodutor.

2 - O prazo para a emissão de informação ou de parecer solicitado nos termos do número anterior é de 20 dias contados a partir da data da receção do pedido formulado pela entidade licenciadora.

3 - A entidade consultada dispõe de 10 dias após a receção do pedido para pedir esclarecimentos ou informações complementares, caso em que o prazo referido no número anterior se suspende até à resposta da entidade licenciadora.

4 - A entidade licenciadora dá conhecimento ao requerente das diligências referidas nos números anteriores.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 10.º-A
Avaliação de incidências ambientais

1 - A emissão de licença de produção de centros eletroprodutores que não se encontrem abrangidos pelo Regime Jurídico da Avaliação de Impacte Ambiental e cuja localização esteja prevista em áreas da Rede Natura 2000 é precedida de um procedimento de avaliação de incidências ambientais, nos termos previstos no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de

abril, na sua redação atual, a realizar pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional (CCDR) territorialmente competente.

2 - O estudo de incidências ambientais deve obrigatoriamente abranger as vertentes definidas nas alíneas a) a e) do n.º 6 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual, e abrange a unidade de produção de energia elétrica e respetivas instalações acessórias, bem como as linhas elétricas de interligação e respetivos corredores e zonas de passagem, acessos e outras infraestruturas indispensáveis ao normal funcionamento da unidade, tais como subestações ou acessos e ainda, no que à energia hídrica diz respeito, a zona de albufeira, do açude e das condutas forçadas.

3 - Podem ser definidos, por despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, os descritores específicos que devem ser tratados nos estudos de incidências ambientais.

4 - Ao procedimento de avaliação de incidências ambientais é aplicável, com as devidas adaptações, o disposto na Portaria n.º 368/2015, de 19 de outubro.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 10.º-B
Procedimento de avaliação de incidências ambientais

1 - O interessado entrega o estudo de incidências ambientais, o plano de acompanhamento ambiental e um exemplar do projeto de execução à CCDR territorialmente competente em função da localização do projeto, que dispõe de 10 dias após a receção dos elementos para verificar da sua conformidade com o estabelecido no artigo anterior e demais legislação aplicável.

2 - Em caso de desconformidade, a CCDR solicita, por uma única vez, a apresentação de elementos instrutórios adicionais, fixando prazo para o efeito que não pode exceder 50 dias, suspendendo-se pelo respetivo período os prazos subsequentes do procedimento.

3 - Na ausência de apresentação dos elementos adicionais ou na sua apresentação de forma insuficiente, o procedimento de avaliação de incidências ambientais é encerrado, devendo a CCDR notificar desse facto a entidade licenciadora e o promotor.

4 - No prazo de cinco dias, a contar da receção dos elementos mencionados no n.º 2 ou da receção dos elementos adicionais referidos no número anterior, a CCDR informa a entidade licenciadora do procedimento em curso e promove uma consulta pública pelo prazo de 20 dias, disponibilizando no seu sítio na Internet o estudo de incidências ambientais, a identificação do projeto e indicando o local onde estes se encontram disponíveis para consulta.

5 - A CCDR elabora o relatório da consulta pública no prazo de 10 dias.

6 - A CCDR solicita, simultaneamente com a abertura do procedimento da consulta pública, a pronúncia das entidades que nos termos da lei devam emitir parecer, as quais dispõem do prazo de 20 dias para se pronunciarem, se outro não estiver previsto na legislação específica.

7 - A CCDR consulta obrigatoriamente o Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas, I. P..

8 - A não emissão de parecer nos prazos estabelecidos, contados da data de promoção das consultas, equivale à emissão de parecer favorável.

9 - As consultas previstas nos números anteriores são dispensadas se os respetivos pareceres, com uma antiguidade não superior a um ano, forem apresentados pelo interessado.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 10.º-C
Decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais

1 - A decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais, que pode ser desfavorável, favorável ou condicionalmente favorável, é proferida pela CCDR no prazo de 20 dias contados da elaboração do relatório da consulta pública ou da pronúncia das entidades, consoante o que ocorrer posteriormente.

2 - A falta de emissão da decisão nos prazos fixados equivale a decisão favorável.

3 - O parecer previsto no n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual, é dispensado quando haja decisão favorável ou condicionalmente favorável do procedimento de avaliação de incidências ambientais ou, quando aplicável, do procedimento de avaliação de impacte ambiental.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 11.º
Decisão do pedido de atribuição de licença de produção

1 - Concluída a instrução do procedimento nos termos previstos nos artigos anteriores, a entidade licenciadora profere decisão no prazo de 30 dias a contar do final do prazo de pronúncia das entidades consultadas.

2 - No caso de projeto de decisão desfavorável, a entidade licenciadora procede à audiência prévia do interessado nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo (CPA).

3 - [Revogado].

4 - Em caso de indeferimento do pedido de atribuição de licença de produção, o requerente deve ser informado das razões determinantes do mesmo.

5 - A decisão proferida sobre o pedido de atribuição da licença deve ser notificada ao requerente e ao operador da rede relevante e publicitada no sítio na Internet da entidade licenciadora.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 12.º
Concorrência de pedidos

[Revogado.]

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 13.º
Seleção por oferta em carta fechada e por sorteio

[Revogado.]

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 14.º
Audição dos requerentes de pedidos concorrentes

[Revogado.]

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 15.º
Conteúdo da licença de produção e publicidade da decisão

1 - A decisão de atribuição da licença de produção de eletricidade deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) Identificação completa do titular;

b) Principais características do centro eletroprodutor e sua localização, indicação da fonte de energia, renovável ou não, e da tecnologia utilizada, a indicação do ponto de ligação à rede, da potência máxima injetável na rede, da potência instalada bruta e líquida, em MW e MVA, bem como descrição sumária as obras e os trabalhos de construção ou reforço da rede a suportar pelo titular da licença, se for o caso;

c) [Revogada].

d) Regime de remuneração garantida aplicável, se for o caso;

e) Prazo fixado para o início da exploração do centro eletroprodutor;

f) O valor da caução destinada a garantir o cumprimento de todas as obrigações do titular da licença de produção até à entrada em exploração do centro eletroprodutor;

g) Outras obrigações ou condições especiais a que eventualmente fique sujeito o titular da licença.

2 - A licença de produção pode estabelecer valores diferentes para a potência máxima injetável na rede e para a potência instalada bruta e líquida, em MW e MVA.

3 - As licenças, autorizações, pareceres ou declarações de aceitação de entidades competentes que nos termos da legislação aplicável constituam requisito para o licenciamento da instalação ou exploração do centro eletroprodutor ou condição a que aqueles devam ficar sujeitos, bem como as obrigações assumidas pelo titular integram a licença de produção.

4 - O prazo para o início da exploração do centro eletroprodutor conta-se da atribuição da licença de produção não podendo exceder:

a) Para os centros eletroprodutores em regime especial, dois anos ou, no caso de aproveitamentos hidroelétricos, seis anos, sem prejuízo da possibilidade da sua prorrogação pela entidade licenciadora por metade do prazo inicialmente fixado;

b) Para os centros eletroprodutores em regime ordinário, três anos, podendo ser prorrogado por prazos sucessivos de um ano até ao máximo de três anos.

5 - Os prazos estabelecidos no número anterior podem, em circunstâncias excecionais, ser objeto de prorrogação por despacho do membro do Governo responsável pela energia.

6 - Os prazos estabelecidos no n.º 4 podem ainda, em circunstâncias excecionais e mediante pedido do titular da licença, ser objeto de prorrogação por despacho do membro do Governo responsável pela energia.

7 - O disposto na alínea a) do n.º 4 não prejudica a possibilidade de estabelecimento de prazos diferentes nos termos previstos no n.º 3 do artigo 5.º-B.

Ver todas as alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 36/2019 - Diário da República n.º 144/2019, Série I de 2019-07-30

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 16.º
Encargos com os investimentos

1 - Os investimentos para a criação de capacidade de receção para centros eletroprodutores, os investimentos para ligação dos centros eletroprodutores à rede e os respetivos encargos a assumir pelas partes obedecem às seguintes regras gerais:

a) Os custos de investimento na rede suportados pelas concessionárias, deduzidos de eventuais comparticipações de fundos públicos, são considerados para os efeitos da fixação de tarifas de uso da rede;

b) O custo e a construção da ligação desde o centro eletroprodutor até ao ponto de interligação são da responsabilidade do titular da licença de produção;

c) Se for celebrado acordo entre o requerente e o operador da RESP para construção de novas infraestruturas não previstas no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT), no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD) ou para antecipação das ali previstas, ou, ainda, para reforço das já existentes que se revelem necessárias para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor, os respetivos encargos são pagos na totalidade pelo requerente nos termos acordados, dispensando-se nestes casos o pagamento do encargo para comparticipação nos reforços de rede definido regulamentarmente pela ERSE.

2 - No âmbito do acordo previsto no número anterior, o operador da RESP deve, sempre que possível, privilegiar soluções técnicas que minimizem o impacto ambiental e no ordenamento do território e que representem o menor encargo possível para o SEN.

3 - Os encargos com os investimentos previstos na alínea c) do n.º 1 podem ser assumidos por um ou vários requerentes que pretendam partilhar entre si os respetivos custos, nos termos a acordar com o operador de rede respetivo, podendo, ainda, ser objeto de pagamento faseado durante o período de vida útil do ativo, desde que seja prestada garantia adequada que será liberada em função dos pagamentos efetuados.

4 - Compete à DGEG, a pedido do interessado e ouvida a ERSE, arbitrar os valores da comparticipação referida na alínea c) do n.º 1 quando sobre aqueles não haja acordo entre as partes.

5 - Os titulares de título de reserva de capacidade de injeção na RESP, previsto na alínea c) do n.º 2 do artigo 5.º-A, podem constituir servidões e requerer a expropriação por utilidade pública dos bens imóveis necessários para a construção das infraestruturas previstas na alínea b) do n.º 1, nos mesmos termos e condições das entidades concessionárias.

6 - As infraestruturas construídas ou reforçadas ao abrigo do disposto nas alíneas b) e c) do n.º 1 integram-se, sem necessidade de qualquer formalidade, no domínio público do concedente e no objeto da concessão não podendo ser consideradas como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo requerente.

7 - Nos casos em que se verifiquem atrasos por razões alheias ao operador da RESP na concretização de reforços internos das redes, decorrentes da ligação dos centros eletroprodutores, o gestor global do SEN pode definir limitações de volume de produção e o recurso a disparos de grupos em caso de contingências de elementos das redes.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 151.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 - Diário da República n.º 168/2020, Série I de 2020-08-28, em vigor a partir de 2020-08-29

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 16.º-A
Encargos de ligação às redes

1 - A ligação do centro eletroprodutor à RESP é feita a expensas da entidade proprietária dessa instalação quando para seu uso exclusivo, conforme previsto na alínea b) do n.º 1 do artigo anterior.

2 - Quando um ramal é originariamente de uso partilhado por mais de um produtor os encargos com a construção dos troços de linha comuns são repartidos nos termos a definir no Regulamento das Relações Comerciais.

3 - Sempre que um ramal passar a ser utilizado por um novo produtor dentro do período de cinco anos após a entrada em exploração do referido ramal, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por aquele, nos termos a definir no Regulamento das Relações Comerciais.

4 - O operador de rede pode propor o sobredimensionamento do ramal de ligação, com o objetivo de obter solução globalmente mais económica para o conjunto das utilizações possíveis do ramal, comparticipando nos respetivos encargos de constituição, nos termos estabelecidos nos números anteriores, por forma a que o produtor apenas suporte os encargos correspondentes à solução necessária para o escoamento da sua produção.

5 - Os operadores da RESP devem propor à ERSE, para inclusão no Regulamento das Relações Comerciais, normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às respetivas redes, reforços de rede, melhoria de funcionamento e regras para a aplicação não discriminatória de códigos de rede necessárias para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável.

6 - Previamente à obtenção da reserva de capacidade de injeção na RESP, os produtores de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis podem solicitar ao operador de rede a que se pretendem ligar uma estimativa do valor dos custos de ligação à rede, que lhes é fornecida no prazo de 30 dias.

7 - Os operadores da RESP devem fornecer, a pedido dos novos produtores de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis que desejem ser ligados às respetivas redes e após a atribuição do respetivo ponto de receção, informações exaustivas e necessárias por eles requeridas, nomeadamente, as seguintes:

a) Uma estimativa completa e pormenorizada dos custos associados à ligação;

b) Um calendário indicativo razoável para a ligação à rede proposta.

8 - Os produtores dispõem de 60 dias, após a atribuição do ponto de receção da rede a que se pretendem ligar, para solicitar ao respetivo operador de rede as informações referidas no número anterior.

9 - Após a receção do pedido de informações previsto no n.º 7, o operador de rede dispõe dos seguintes prazos, para dar a devida resposta:

a) 90 dias, no caso do ponto de receção atribuído se estabelecer em instalação existente da respetiva RESP e não implicar, por parte do operador de rede, outras obras para além da ampliação dessa instalação e desde que a mesma disponha de painéis de reserva, equipados ou não;

b) 120 dias, no caso do ponto de receção atribuído implicar a realização de reforços e desenvolvimento das RESP previstos nos planos de desenvolvimento e investimento das redes.

10 -Nos casos em que não exista capacidade de receção na RESP e que para tal seja necessária a realização de estudos específicos para determinar novos reforços ou desenvolvimento de rede que não se encontrem previstos nos planos de desenvolvimento e investimento das redes, o operador da rede deve enviar ao produtor e a pedido deste, no prazo de 60 dias, um calendário razoável para o tratamento do pedido, onde se incluirão as condições e as etapas em que serão disponibilizadas as informações previstas nas alíneas a) e b) do n.º 7, bem como um orçamento para a realização dos estudos específicos necessários.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 17.º
Princípios aplicáveis à receção de eletricidade pela rede pública

Na receção de eletricidade pela rede pública, proveniente dos centros eletroprodutores aplicam-se os seguintes princípios:

a) Consideração dos objetivos da política energética nacional, nomeadamente no que respeita à mobilização dos recursos endógenos renováveis e de eficiência energética para a a) produção de eletricidade;

b) Salvaguarda do interesse público atribuído à rede pública nos termos da legislação e dos regulamentos relevantes para a exploração diária do sistema produtor e das redes;

c) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

d) Racionalidade na gestão das capacidades disponíveis;

e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de publicitação.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 17.º-A
Acesso e funcionamento das redes

1 - Os operadores da RESP devem proporcionar aos produtores de eletricidade, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas redes, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações e do Regulamento Tarifário

2 - Os operadores da RESP devem, no âmbito das suas funções, dar prioridade à eletricidade proveniente de centros eletroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW.

3 - Os operadores da RESP devem tomar medidas operacionais adequadas para prevenir ou minimizar as limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente de energias renováveis.

4 - Quando, por razões relacionadas com a segurança e fiabilidade das redes ou com a segurança do abastecimento, sejam impostas limitações significativas ao transporte e distribuição da eletricidade proveniente de energias renováveis, tais limitações devem ser reportadas de forma imediata à DGEG e à ERSE pelo operador da rede com a indicação das medidas corretivas a adotar.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Secção IV
Regime da licença de produção de eletricidade

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 18.º
Duração da licença de produção

1 - A licença de produção de eletricidade não está sujeita a prazo de duração, sem prejuízo do disposto no n.º 3.

2 - [Revogado].

3 - No caso da produção eletricidade em regime especial proveniente de fonte hídrica do domínio público ou nos casos em que o centro eletroprodutor se destine a ser instalado em espaço marítimo sob a soberania ou jurisdição nacional, a licença de produção fica sujeita ao prazo estabelecido no respetivo título de utilização.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 19.º
Direitos do titular da licença de produção

1 - São direitos do titular da licença de produção, nos termos do presente decreto-lei e da respetiva licença:

a) Estabelecer e explorar o centro eletroprodutor;

b) Vender energia elétrica em mercados organizados ou através de contratos bilaterais e comprar energia elétrica até ao limite da sua capacidade de produção;

c) Estabelecer e explorar linhas diretas para a comercialização de eletricidade a clientes finais.

d) Entregar a eletricidade produzida a entidade legalmente incumbida de adquirir a eletricidade de fonte renovável, contra o pagamento da remuneração garantida de que beneficie o centro eletroprodutor;

e) Entregar a eletricidade produzida ao facilitador de mercado ou a uma entidade que agregue a produção, contra o pagamento de remuneração geral.

2 - O exercício do direito de estabelecimento de linhas diretas referido na alínea c) do número anterior fica condicionado à impossibilidade de abastecimento de clientes através do acesso às redes do SEN, salvo se for técnica e economicamente mais vantajoso para o SEN, de acordo com a avaliação feita pela entidade licenciadora da instalação elétrica.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 20.º
Deveres do titular da licença de produção

1 - São deveres do titular da licença de produção de eletricidade, nomeadamente:

a) Prestar, no prazo de 30 dias contados a partir da atribuição da licença de produção, à ordem da entidade licenciadora, uma caução destinada a garantir o cumprimento de todas as obrigações do titular da licença de produção até à entrada em exploração do centro eletroprodutor, nos termos previstos no número seguinte;

b) Efetuar todas as diligências necessárias à obtenção das autorizações legalmente previstas para a construção e exploração do centro eletroprodutor, tendo em vista cumprir o cronograma de desenvolvimento e a implementação do projeto de acordo com os termos da respetiva licença;

c) Comunicar à DGEG e ao operador da rede a que se liga o centro eletroprodutor a conclusão da construção e exploração do centro eletroprodutor;

d) Requerer a emissão da licença de exploração, tendo em vista a entrada em exploração industrial dentro do prazo estabelecido na licença de produção;

e) Iniciar a exploração do centro eletroprodutor no prazo fixado na licença de produção, ou na falta deste, no prazo previsto no presente decreto-lei;

f) Manter e explorar o centro eletroprodutor conforme as melhores práticas industriais, com o objetivo de otimizar a disponibilidade da capacidade instalada para produzir eletricidade e abastecer os consumos do SEN;

g) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares em vigor e as derivadas da licença de produção;

h) Cumprir, no que for aplicável, com as disposições do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento de Operação das Redes, do Regulamento da Rede de Transporte, do Regulamento da Rede de Distribuição e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações;

i) Enviar à DGEG e à ERSE os dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração do centro eletroprodutor:

   i) Até ao final de cada mês, os dados mensais referentes ao penúltimo mês anterior;

   ii) Até ao final do mês de março de cada ano, os dados anuais referentes ao ano civil anterior;

j) Constituir e manter atualizado o seguro de responsabilidade civil exigido nos termos do artigo 29.º;

k) Permitir e facilitar o acesso das entidades licenciadora e fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as informações e os dados necessários ao exercício da sua atividade de fiscalização;

l) Permitir e facilitar o acesso às suas instalações por parte das entidades competentes para efeitos da verificação da disponibilidade do centro eletroprodutor, ao abrigo do disposto no artigo 33.º-C;

m) Requerer à DGEG a emissão de uma licença de produção, ao abrigo dos artigos 8.º e seguintes, para a realização de alterações substanciais ao centro eletroprodutor;

n) Comunicar previamente à entidade licenciadora, que informa o operador da RESP, a realização de quaisquer alterações ao centro eletroprodutor que não se reconduzam a alterações substanciais sujeitas a licença nos termos previstos no n.º 2 do artigo 4.º;

o) Instalar e manter em boas condições de funcionamento equipamentos com as características indicadas pelo gestor global do SEN, que permitam em contínuo a partilha de informação entre este e o centro eletroprodutor, bem como, para centros eletroprodutores com potência instalada superior a 1 MW, o ajustamento da potência ativa injetada no SEN sempre que lhes seja comunicada instrução pelo gestor global do SEN;

p) Cumprir todas as instruções de despacho emitidas pelo gestor global do SEN.

2 - Sem prejuízo do n.º 3 do artigo 5.º-B, a caução a prestar nos termos da alínea a) do número anterior deve ser idónea, autónoma, irrevogável e pagável à primeira solicitação e pelo valor correspondente a 2% do montante do investimento previsto para a instalação do centro eletroprodutor, não podendo ultrapassar 10 milhões de euros.

3 - A caução referida no número anterior deve ser acionada pela entidade licenciadora quando o titular não inicie a exploração no prazo fixado na licença de produção ou das prorrogações concedidas, caso em que o seu valor é entregue ao operador da RNT ou RND, consoante o caso, para reverter para abatimento aos CIEG enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN, devendo a caução ser liberada na data de início da exploração quando esta ocorra dentro do referido prazo ou da sua prorrogação.

4 - [Revogado].

5 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 36/2019 - Diário da República n.º 144/2019, Série I de 2019-07-30

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 20.º-A
Autorização para exploração em regime experimental

1 - A realização de testes, ensaios e a exploração em regime experimental prévios ao início da exploração do centro eletroprodutor e sua ligação à rede é precedida de autorização da DGEG, na sequência de pedido do titular da licença de produção.

2 - O pedido de autorização para exploração em regime experimental referido no número anterior é acompanhado:

a) Do programa de testes a realizar e sua duração, subscrito pelo técnico ou peritos responsáveis pela sua execução;

b) De parecer do operador da rede a que se liga o centro eletroprodutor com indicação de que estão reunidas as condições de ligação e injeção de energia na rede necessárias para tal efeito;

c) De declaração, sob compromisso de honra do titular da licença de produção, de que o centro eletroprodutor se encontra instalado em conformidade com os termos da respetiva licença e da regulamentação aplicável e em condições técnicas e de segurança para a realização do programa referido na alínea a);

d) De parecer favorável do gestor global do SEN.

3 - O pedido é liminarmente indeferido se não tiver sido instruído com os elementos previstos nos números anteriores.

4 - A DGEG pode determinar a realização de vistoria, mediante notificação escrita remetida ao requerente no prazo máximo de 10 dias após o pedido de autorização para exploração em regime experimental.

5 - O disposto no artigo 21.º aplica-se à vistoria realizada ao abrigo do número anterior, com as devidas adaptações.

6 - A DGEG profere decisão sobre o pedido de autorização para exploração em regime experimental, no prazo de 20 dias contados da receção do pedido, ou quando houver vistoria, no prazo de 10 dias após o relatório da vistoria, notificando-a ao requerente e ao operador da rede.

7 - A autorização define o período de tempo autorizado para a realização de testes, ensaios e a exploração em regime experimental, sendo nela fixadas as condições a que fica sujeita.

8 - O pedido considera-se tacitamente deferido se o mesmo não for objeto de decisão expressa no prazo previsto no n.º 6, desde que o operador da rede se tenha pronunciado favoravelmente sobre a existência de condições de ligação à rede para início da exploração em regime experimental.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 20.º-B
Licença de exploração

1 - O titular da licença de produção só pode iniciar a exploração industrial de cada um dos grupos geradores que compõem o centro eletroprodutor após obtenção da respetiva licença de exploração, a emitir pela entidade licenciadora, na sequência da realização de vistoria, nos termos do artigo 21.º.

2 - O pedido para a emissão da licença de exploração deve ser instruído com os seguintes elementos:

a) Declaração subscrita pelos técnicos responsáveis pelo projeto e pela fiscalização da construção, que ateste, sob compromisso de honra, que a instalação está concluída e o centro eletroprodutor preparado para operar de acordo com o projeto aprovado e em observância das condições integradas na decisão final de atribuição da respetiva licença de produção, bem como, se for caso disso, que as alterações efetuadas estão em conformidade com as normas legais e regulamentares que lhe são aplicáveis;

b) Prova da celebração do seguro a que se refere o artigo 29.º;

c) Quando exigíveis, declaração de aceitação do relatório de segurança, nos termos do Decreto-Lei n.º 254/2007, de 12 de julho, e autorização ou licença de gestão de resíduos nos termos da legislação aplicável.

3 - O pedido é liminarmente indeferido se não estiver instruído com os elementos previstos no número anterior.

4 - Estando o pedido devidamente instruído, a entidade licenciadora profere decisão sobre o pedido de licença de exploração, no prazo de 20 dias contados da receção do relatório da vistoria, a emitir nos termos dos n.os 5 a 7 do artigo seguinte, notificando-a ao requerente e operador da rede.

5 - O pedido de licença de exploração só pode ser indeferido, após audiência prévia do requerente nos termos do CPA, com fundamento em algum dos seguintes motivos:

a) Desconformidade das instalações com os condicionamentos legais e regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção;

b) Indeferimento do pedido de licença ambiental, quando esta seja aplicável;

c) Falta de título de emissão de gases com efeito de estufa, quando este seja aplicável.

6 - A licença de exploração define as condições a que fica sujeita a exploração industrial e, uma vez concedida, passa a integrar as condições da licença de produção do centro eletroprodutor a que se refere.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 21.º
Vistorias

1 - A DGEG procede à realização da vistoria, no prazo máximo de 30 dias após a receção do pedido de atribuição de licença de exploração.

2 - Para a realização da vistoria, a DGEG pode fazer-se acompanhar por representantes do operador da rede se não existir o parecer referido na alínea d) do n.º 2 do artigo 20.º-B, podendo, ainda, fazer-se acompanhar das demais entidades que se tenham pronunciado no processo de licenciamento e por outros técnicos ou peritos, à sua escolha, tendo em vista a verificação da conformidade da instalação com as condições de licenciamento, regulamentação aplicável e, se for o caso, com as condições impostas em vistoria anterior.

3 - Para os efeitos do número anterior, a DGEG comunica ao titular da licença e, se for o caso, aos representantes referidos no número anterior, com a antecedência de oito dias, o dia e a hora agendados para a vistoria.

4 - A DGEG pode contratar os serviços de entidades de reconhecida idoneidade e experiência para a prestação de apoio técnico na realização da vistoria.

5 - Da vistoria é elaborado relatório, de onde consta, nomeadamente, a verificação de que a instalação se encontra em condições de ser autorizada a exploração e, se for o caso, as medidas a tomar pelo titular da licença e respetivo prazo de realização, bem como a posição sobre a procedência ou improcedência de reclamações apresentadas na vistoria e proposta de decisão final sobre pedido de atribuição de licença de exploração.

6 - Quando o relatório da vistoria concluir pela desconformidade das instalações com condicionamentos legais e regulamentares ou com as condições fixadas na licença de produção, deve indicar detalhadamente as normas ou condições cujo cumprimento não foi observado.

7 - O relatório da vistoria deve ser assinado pelos intervenientes na mesma, ou conter em anexo as respetivas declarações individuais, devidamente assinadas, sendo entregues cópias ao titular da licença no último dia de realização da vistoria ou nos cinco dias subsequentes.

8 - Quando em vistoria anterior tenham sido impostas condições e fixado prazo para a sua realização, a DGEG realiza nova e última vistoria para verificação do seu cumprimento, reduzindo-se a metade todos os prazos referidos nos números anteriores.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 22.º
Transmissão da licença de produção

1 - A transmissão da licença de produção está sujeita a autorização da entidade licenciadora, só podendo ser concedida desde que sejam observados os requisitos legais da sua atribuição.

2 - O pedido de transmissão, a apresentar pelo respetivo titular, deve indicar os motivos determinantes da mesma e fornecer todos os elementos relativos à identificação e ao perfil do candidato a transmissário, bem como ser acompanhado de declaração deste aceitando a transmissão e todas as condições da licença.

3 - Autorizada a transmissão da licença, o transmissário deve solicitar à entidade licenciadora, dentro do prazo nela fixado, não inferior a 30 dias, o averbamento em seu nome da licença de produção, juntando certidão do contrato que titulou a transmissão.

4 - O transmissário fica sujeito aos mesmos deveres, obrigações e encargos do transmitente, bem como a todos os demais que eventualmente lhe tenham sido impostos na autorização da transmissão.

5 - A autorização a que se refere o presente artigo caduca se não for celebrado o negócio jurídico que titula a transmissão no prazo fixado nos termos do n.º 3.

6 - A transmissão da licença de produção nos termos do presente artigo só pode ocorrer após emissão da licença de exploração e implica igualmente a transmissão desta.

7 - O disposto no presente artigo aplica-se aos casos de reestruturação de sociedades por fusão ou cisão, bem como, com as necessárias adaptações, à cedência, a qualquer título, da gestão ou da exploração do centro eletroprodutor.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 23.º
Extinção da licença de produção

1 - A licença de produção extingue-se por caducidade ou por revogação, nos termos dos artigos seguintes.

2 - A extinção da licença de produção implica a extinção automática da licença de exploração.

3 - Com a extinção da licença, o seu titular fica obrigado à remoção das instalações implantadas sobre bens do domínio público, nos termos da legislação aplicável.

4 - A reversão das instalações implantadas sobre bens do domínio público processa-se nos termos da legislação aplicável.

5 - A extinção da licença não exonera o titular do cumprimento de todas as obrigações decorrentes do exercício da atividade a que se encontre vinculado até à data em que a mesma produza efeitos nem prejudica o cumprimento das respeitantes ao encerramento e à remoção das instalações, designadamente em matéria de segurança, proteção e monitorização ambiental.

6 - Sem prejuízo do cumprimento do dever de notificação nos termos gerais, a extinção da licença de produção é divulgada no sítio na Internet da entidade licenciadora e comunicada ao operador da rede.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 24.º
Caducidade da licença de produção

1 - A licença de produção de eletricidade caduca nas seguintes situações:

a) Quando o seu titular não apresente a caução devida, nos termos e prazos estabelecidos;

b) Quando o seu titular não iniciar a exploração do centro eletroprodutor dentro do prazo estabelecido na licença de produção ou da sua prorrogação nos termos previstos no presente decreto-lei;

c) [Revogada].

d) Com a emissão de nova licença de produção para o centro eletroprodutor;

e) Por renúncia do titular, exercida mediante declaração escrita dirigida à entidade licenciadora, com uma antecedência não inferior a seis meses, salvo se aquela entidade consentir expressamente em prazo inferior;

f) Em caso de dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade em processo de insolvência e recuperação de empresas.

2 - A caducidade da licença nos termos das alíneas b) e e) do número anterior implica a perda da caução prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 20.º que é acionada pela DGEG e reverte para abatimento aos CIEG enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN.

3 - A caducidade da licença de produção, ouvido o titular, é declarada pela entidade licenciadora e comunicada aos respetivos operadores de rede.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 207.º da Lei n.º 114/2017 - Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29, em vigor a partir de 2018-01-01

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 25.º
Revogação da licença de produção

1 - A licença pode ser revogada pela entidade licenciadora nas seguintes situações:

a) Quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nos termos da lei e da respetiva licença;

b) Quando o seu titular não cumprir as determinações impostas pela fiscalização técnica ao abrigo dos regulamentos em vigor;

c) Quando o seu titular não constituir ou não mantiver atualizado o seguro de responsabilidade civil referido no artigo 29.º;

d) Quando o seu titular não cumprir reiteradamente o envio à DGEG e à ERSE das informações referidas no artigo 20.º;

e) Quando o seu titular abandonar as instalações afetas à produção de eletricidade ou interromper a atividade licenciada, em determinado ano, por um período seguido ou interpolado igual ou superior a seis meses, por razões não fundamentadas em motivos de ordem técnica;

f) Quando o titular proceda a alterações substanciais do centro eletroprodutor sem que as mesmas tenham sido objeto de licenciamento, nos termos do presente decreto-lei.

2 - A decisão de revogação está sujeita a audiência prévia do titular da licença nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

3 - A sanação do incumprimento imputado ao titular da licença até ao final da audiência prévia ou em prazo concedido pela entidade licenciadora é devidamente ponderada na decisão a proferir.

4 - A revogação da licença de produção é comunicada pela entidade licenciadora aos respetivos operadores de rede.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 26.º
Recurso hierárquico

Das decisões proferidas pelo diretor-geral de energia e geologia ao abrigo do presente decreto-lei cabe recurso hierárquico para o membro do Governo responsável pela área da energia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 27.º
Arquivo do processo de licenciamento

O titular da licença deve manter na instalação, devidamente organizado e atualizado, um arquivo contendo todos os documentos e registos relevantes respeitantes ao processo de licenciamento da produção, nomeadamente todas as licenças, todas as autorizações e todos os pareceres emitidos nesse âmbito, o projeto aprovado, os relatórios de vistoria e os demais elementos pertinentes, em condições de poderem ser disponibilizados para acesso e consulta da informação por parte das entidades fiscalizadoras e demais entidades intervenientes no processo de licenciamento.

Artigo 27.º-A
Tramitação do procedimento através de plataforma eletrónica

1 - A tramitação dos procedimentos para atribuição das licenças de produção e de exploração bem como para registo de unidades de produção, são realizados informaticamente através de plataforma eletrónica, nos termos a regulamentar em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da modernização administrativa e da energia.

2 - A tramitação dos procedimentos referidos na plataforma eletrónica mencionada no número anterior permite, nos termos a fixar na portaria aí referida, nomeadamente:

a) A entrega de requerimentos e comunicações;

b) A consulta pelos interessados do estado dos procedimentos;

c) A obtenção de comprovativos automáticos de submissão de requerimentos e comunicações e de ocorrência de deferimento tácito, quando decorridos os respetivos prazos legais, bem como a emissão desmaterializada dos títulos necessários para o exercício da atividade;

d) Meios de pagamento por via eletrónica das taxas eventualmente devidas, com recurso à Plataforma de Pagamentos da Administração Pública;

e) A notificação das decisões que incidam sobre os requerimentos formulados;

f) A dispensa de entrega de documentação que se encontre em posse de qualquer serviço e organismo da Administração Pública que intervenha nos procedimentos previstos, mediante consentimento do interessado à sua obtenção.

3 - A integração da plataforma eletrónica referida no n.º 1 com o balcão único eletrónico dos serviços a que se referem os artigos 5.º e 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, e com todas as entidades externas com competências para intervir e se pronunciar no âmbito dos procedimentos regulados pelo presente decreto-lei é regulada por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da modernização administrativa, da administração local e da energia, tendo em conta, na interoperabilidade com sistemas externos as plataformas já existentes na Administração Pública, nomeadamente a Plataforma de Interoperabilidade da Administração Pública e o previsto no regulamento nacional da interoperabilidade digital.

4 - A apresentação de requerimentos deve assegurar que o acesso à plataforma pelos seus utilizadores é feito por mecanismos de autenticação proporcional às operações em causa, nomeadamente através do cartão de cidadão e da chave móvel digital.

5 - Quando, por motivos de indisponibilidade temporária, não se revele possível assegurar a sua realização através da plataforma eletrónica, a tramitação dos procedimentos previstos no presente decreto-lei é efetuada por correio eletrónico, para o endereço eletrónico da entidade coordenadora, publicitado no respetivo sítio na Internet e na página de acesso à plataforma,

devendo a DGEG assegurar o cumprimento dos procedimentos até que a plataforma esteja novamente operacional.

6 - Sempre que quaisquer elementos do procedimento sejam entregues por correio eletrónico nos termos do número anterior, os mesmos são obrigatoriamente inseridos na plataforma eletrónica pela DGEG nos cinco dias subsequentes à cessação da situação de indisponibilidade temporária.

7 - A portaria referida no n.º 1 garante um prazo para adaptação dos sistemas informáticos dos operadores da RESP à plataforma eletrónica.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Secção V
Registo prévio

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 27.º-B
Registo prévio

1 - A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade máxima instalada até 1 MW e destinada à venda total de energia à rede está sujeita a registo prévio e a obtenção de certificado de exploração.

2 - O registo prévio é efetuado em plataforma eletrónica disponibilizada pela DGEG e observa o seguinte:

a) A inscrição do requerente na plataforma, através do preenchimento do formulário disponibilizado por esta, emite recibo atestando a data e hora da apresentação do pedido, após conclusão e validação da inscrição;

b) No procedimento de registo prévio não há lugar a consultas a entidades externas à DGEG;

c) Após validação da inscrição, o operador da rede de distribuição (ORD), que está registado na mesma plataforma, pronuncia se, respeitando a ordem sequencial dos pedidos, sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis;

d) Caso haja capacidade de receção disponível, a atribuição de capacidade é efetuada pela DGEG, por ordem de precedência dos pedidos;

e) Após emissão da pronúncia acima referida, a DGEG aceita ou recusa o registo prévio.

3 - O registo prévio pode ser recusado no prazo de 30 dias quando se verifique a inobservância dos requisitos legais e regulamentares para o exercício da atividade.

4 - Decorrido o prazo previsto no artigo anterior sem que o registo tenha sido recusado, o produtor:

a) Paga as taxas devidas pelo registo;

b) Inicia os procedimentos necessários para a instalação do centro eletroprodutor e para obtenção do certificado de exploração.

5 - O registo caduca quando:

a) Não foram pagas as taxas devidas no prazo estabelecido;

b) Não for apresentado pedido de certificado de exploração no prazo máximo de dois anos após a aceitação do registo;

c) O respetivo titular renunciar ao registo.

6 - A caducidade do registo nos termos das alíneas b), c) e d) do número anterior implica a perda da caução prestada que é acionada pela DGEG e reverte para abatimento aos CIEG.

7 - Estão dispensadas de novo registo, ficando sujeitas a mero averbamento, as alterações decorrentes da mudança da titularidade do registo, a qual só pode ocorre após emissão do certificado de exploração.

8 - A DGEG revoga o registo, após audiência prévia do interessado, quando verifique que a atividade está a ser exercida em desconformidade com as normas legais e regulamentares e o produtor não tenha adotado as recomendações da DGEG para reposição da legalidade no prazo que lhe tiver sido fixado.

9 - As regras de funcionamento da plataforma informática e de operacionalização do procedimento de registo prévio, bem como as normas técnicas aplicáveis e os documentos instrutórios necessários, são aprovadas por despacho do diretor-geral de energia e geologia, no prazo de 30 dias após a publicação do presente decreto-lei, e são publicitadas no sítio na Internet da DGEG.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 27.º-C
Certificado de exploração

1 - A instalação do centro eletroprodutor é efetuada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnico responsável pela execução de instalações elétricas habilitados nos termos da legislação aplicável.

2 - Após instalação do centro eletroprodutor o titular do registo solicita à Entidade Inspetora de Instalações Elétricas de serviço particular a realização de inspeção destinada a verificar a conformidade do centro eletroprodutor com as normas legais e regulamentares aplicáveis.

3 - No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade do centro eletroprodutor é emitido certificado de exploração e autorizada a ligação à rede que, para o efeito, é comunicada ao ORD.

4 - Decorrido o prazo referido no número anterior, considera-se emitido o certificado de exploração e autorizada a ligação à rede.

5 - Após estabelecimento da ligação à rede, o ORD insere a respetiva data na plataforma informática.

6 - O produtor está obrigado a realizar inspeções periódicas ao centro eletroprodutor de seis em seis anos, recorrendo, para o efeito a uma entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular, devendo os respetivos relatórios ser comunicados à DGEG através plataforma eletrónica.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 27.º-D
Regime remuneratório

1 - A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade máxima instalada até 1 MW e destinada à venda total de energia à rede é remunerada, por opção do produtor, pela remuneração geral ou pela remuneração garantida obtida com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, sendo esta fixada segundo o maior desconto oferecido.

2 - A tarifa de referência mencionada no número anterior e respetivo prazo de duração, são estabelecidos mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, até 15 de dezembro de cada ano.

3 - A tarifa de referência pode corresponder à média dos valores obtidos no último procedimento concorrencial nacional para fixação de tarifa garantida para cada fonte primária, adotando, igualmente, o prazo de duração da remuneração fixado naquele procedimento.

4 - Nos casos referidos no número anterior é dispensada a licitação entre os interessados quando a unidade de produção utilizar a mesma fonte primária objeto do procedimento concorrencial.

5 - A portaria referida no n.º 2 fixa a quota máxima anual para atribuição de remuneração garantida, que será atribuída em função da precedência dos pedidos.

6 - Decorrido o prazo estabelecido para a duração da remuneração garantida, aplica-se o regime de remuneração geral.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Secção VI
Responsabilidade e fiscalização

Artigo 28.º
Responsabilidade civil e criminal

1 - As entidades titulares de licença de produção são responsáveis, civil e criminalmente, nos termos legais, pelos danos causados no exercício da atividade licenciada.

2 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 29.º
Seguro

1 - O titular do direito de produção, seja por licença de produção ou certificado de exploração, deve ter a sua responsabilidade civil coberta por um contrato de seguro de responsabilidade civil, nos termos dos números seguintes.

2 - O titular do direito de produção deve fazer prova da existência da apólice aquando do pedido de vistoria e, subsequentemente, até 31 de janeiro de cada ano, iniciando-se a cobertura efetiva do risco com a atribuição da licença da exploração ou o início desta.

3 - O contrato de seguro tem um capital mínimo obrigatório, respeitante a cada anuidade, independentemente do número de sinistros ocorridos e do número de lesados, de montante a fixar por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões, em função da sua natureza, da sua dimensão e do grau de risco, atualizado automaticamente em 31 de março de cada ano, de acordo com o índice de preços no consumidor do ano civil anterior, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P.

4 - O contrato de seguro deve cobrir os sinistros ocorridos durante a vigência da apólice, desde que reclamados até dois anos após a sua ocorrência.

5 - O contrato de seguro pode incluir franquia não oponível a terceiros lesados.

6 - Em caso de resolução, a seguradora está obrigada a informar a entidade licenciadora, no prazo máximo de 30 dias após a data em que esta produziu efeitos, sob pena de inoponibilidade a terceiros.

7 - O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

8 - A Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões, define, em norma regulamentar, o regime aplicável ao seguro de responsabilidade civil referido no n.º 1.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 30.º
Participação de desastres e acidentes

1 - Os titulares de licença de produção são obrigados a participar à entidade licenciadora, bem como ao organismo responsável pela inspeção das condições do trabalho, todos os desastres e acidentes ocorridos nas suas instalações no prazo máximo de três dias a contar a partir da data da ocorrência.

2 - Sempre que dos desastres ou acidentes resultem mortes, ferimentos graves ou prejuízos materiais importantes, cumpre à entidade licenciadora promover o exame do estado das instalações elétricas e a análise das circunstâncias da ocorrência, elaborando um relatório técnico.

3 - O inquérito promovido por quaisquer outras autoridades competentes sobre desastres ou acidentes deve ser instruído com o relatório técnico referido no número anterior.

4 - O relatório técnico previsto no presente artigo só pode ser disponibilizado às autoridades administrativas competentes para a realização do inquérito previsto no número anterior ou às autoridades judiciais, quando solicitado pelas mesmas, bem como aos lesados.

5 - O disposto no presente artigo não isenta o titular de licença de produção do cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, e demais legislação aplicável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 31.º
Fiscalização técnica

1 - A fiscalização técnica relativa ao exercício da atividade de produção de eletricidade prevista no presente decreto-lei e na demais regulamentação cabe à DGEG.

2 - As entidades concessionárias da RNT e da RND podem, no âmbito das suas atribuições e competências, proceder à fiscalização das instalações de produção ligadas às respetivas redes, tendo especialmente em vista a sua adequada compatibilização com as referidas redes.

3 - Para os efeitos do disposto no presente artigo, as entidades titulares de licença de produção de eletricidade ficam obrigadas, em relação às entidades referidas nos números anteriores:

a) A permitir e facilitar o livre acesso do pessoal técnico às instalações e suas dependências, bem como aos aparelhos e instrumentos de medição;

b) A prestar ao pessoal técnico todas as informações e o auxílio de que careçam para o desempenho das suas funções de fiscalização.

4 - O disposto no presente decreto-lei não prejudica a fiscalização por outras entidades no âmbito das respetivas atribuições e competências.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção VII
Garantia do abastecimento e situações especiais

Artigo 32.º
Segurança do abastecimento

1 - A DGEG apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, nos anos pares, até 31 de maio, um relatório de monitorização da segurança do abastecimento (RMSA).

2 - O RMSA deve conter as matérias previstas no artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como as referidas no artigo seguinte, indicando também as medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança do abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, assim como o seu peso na produção de eletricidade.

3 - Na elaboração deste relatório, a DGEG tem em consideração os elementos necessários solicitados por esta entidade ao operador da RNT.

4 - Nos anos ímpares, a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado, indicando também as medidas adotadas e a adotar visando reforçar a segurança do abastecimento, o qual é dado a conhecer ao membro do Governo responsável pela área da energia até 31 de maio.

5 - O RMSA é publicitado no sítio na Internet da DGEG até 31 de julho e enviado à Comissão Europeia.

6 - Os relatórios referidos nos n.os 1 e 4 são igualmente enviados à ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 32.º-A
Relatório

1 - O relatório de monitorização de segurança referido no artigo anterior deve abranger a adequação global do sistema elétrico para resposta à procura de energia elétrica atual e projetada, contemplando:

a) A segurança do funcionamento das redes;

b) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de cinco anos;

c) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;

d) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos.

2 - O relatório referido no número anterior é elaborado em estreita colaboração com o operador da rede de transporte, devendo este, quando adequado, consultar os operadores da rede de transporte vizinhos.

3 - A secção do relatório relativa às intenções de investimento em interligações referidas na alínea d) do n.º 1 deve ter em conta:

a) Os princípios de gestão de congestionamentos a que se refere o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade;

b) As linhas de transporte existentes e planeadas;

c) Os padrões previstos para produção, fornecimento, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de gestão da procura;

d) Os objetivos nacionais, regionais e europeus de desenvolvimento sustentável, incluindo os projetos prioritários constantes do anexo I da Decisão n.º 1364/2006/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de setembro, que estabelece orientações para as redes transeuropeias de energia.

4 - Os agentes do setor elétrico têm o dever de prestar à DGEG e ao operador da rede de transporte a informação relevante do relatório referido no n.º 1, devendo estas entidades assegurar a preservação da confidencialidade dos dados utilizados.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 23/2009 - Diário da República n.º 13/2009, Série I de 2009-01-20, em vigor a partir de 2009-01-21

Artigo 33.º
Procedimentos concursais em situações especiais

1 - Para assegurar necessidades de instalação de novas capacidades de produção de eletricidade identificadas no RMSA previsto nos artigos 32.º e 32.º-A que não se mostrem possíveis de satisfazer através do regime geral de acesso a esta atividade previsto no presente capítulo, o membro do Governo responsável pela área da energia pode promover procedimento concursal, nos termos do artigo 64.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com vista à atribuição de reserva de capacidade de injeção de eletricidade na RESP para a instalação de novos centros eletroprodutores, em especial nas seguintes situações:

a) Adoção de medidas de diversificação;

b) Promoção de tecnologias emergentes destinadas a proteger o ambiente e a melhorar a segurança e a flexibilidade da operação do sistema elétrico.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode, ainda, sujeitar a procedimento concursal ou estabelecer, mediante portaria, medidas de eficiência e gestão da procura alternativas à construção e à exploração de novos centros eletroprodutores.

3 - O procedimento concursal é promovido pelo membro do Governo responsável pela área da energia, a quem compete aprovar as peças do procedimento.

4 - O procedimento concursal rege-se pelo regime previsto no presente decreto-lei e no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, pelas peças do procedimento e pelos princípios gerais da contratação pública, nos termos a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, devendo ser publicitado no Diário da República e no Jornal Oficial da União Europeia, pelo menos seis meses antes da data limite para a apresentação da candidatura.

5 - A organização, o acompanhamento e a fiscalização do procedimento concursal são efetuados por entidade ou organismo público ou privado, independente das atividades de produção, distribuição e comercialização de eletricidade, a designar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-A
Garantia de potência

1 - Com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores é definido, nos termos constantes em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao SEN.

2 - Os encargos associados ao mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência devem ser suportados por todos os consumidores de energia elétrica, devendo ser repercutidos na tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica nos termos a definir no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 264/2007 - Diário da República n.º 141/2007, Série I de 2007-07-24, em vigor a partir de 2007-07-25

Artigo 33.º-B
Medidas de emergência

1 - Em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou por outro evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias.

2 - Em caso de perturbação do abastecimento, o membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar, em particular, a utilização das reservas de segurança de combustíveis

e impor medidas de restrição da procura, nos termos previstos no presente decreto-lei e na legislação específica de segurança.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, podem ser utilizadas reservas de água nas albufeiras de águas públicas de serviço público que tenham como fim principal a produção de eletricidade, ouvida a Autoridade Nacional da Água e a Comissão de Gestão de Albufeiras, mediante autorização dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, nos termos da legislação aplicável.

4 - As medidas de emergência são comunicadas à Comissão Europeia e devem garantir aos operadores da rede de transporte, sempre que tal seja possível ou adequado, a oportunidade de darem uma primeira resposta às situações de perturbação no abastecimento.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 23/2009 - Diário da República n.º 13/2009, Série I de 2009-01-20, em vigor a partir de 2009-01-21

Artigo 33.º-C
Verificação da disponibilidade

1 - O membro do Governo responsável pela área da energia fixa, mediante portaria, os termos e procedimentos a observar na verificação, pelo operador da RNT, da disponibilidade dos centros eletroprodutores, sempre que esta seja um fator considerado no cálculo da remuneração, subsidiação ou comparticipação de custos dos centros eletroprodutores.

2 - Para os efeitos do número anterior, a disponibilidade é considerada, nomeadamente, no cálculo dos incentivos à garantia de potência, da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, e de outros mecanismos com efeito equivalente ou que visem compensar, total ou parcialmente, os custos de produção ou assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de eletricidade e que não estejam sujeitas a qualquer regime especial de verificação da disponibilidade.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-D
Equipamentos e regras técnicas de medição

1 - A medição da energia e da potência, para efeitos da faturação da energia fornecida pelo produtor, é realizada por contadores que assegurem a leitura diferenciada para a medida da energia fornecida ao produtor e injetada por este na RESP.

2 - Os transformadores de medida podem ser comuns às medidas da energia fornecida e da energia recebida.

3 - Os equipamentos e as regras técnicas usados nas medições da energia fornecida pelos produtores são análogos aos usados pela rede pública para a medição da energia fornecida a consumidores.

4 - Por razões de segurança de abastecimento, a medição de energia injetada na RESP, para centros eletroprodutores com potência instalada superior a 1 MW, é realizada por equipamentos

que permitam fornecer ao gestor global do SEN medidas em tempo real, nos termos estabelecidos por este em coordenação com o operador da RESP.

5 - Sempre que o mesmo ponto de injeção de potência na rede seja partilhado por centros eletroprodutores que utilizem uma fonte primária distinta ou diferentes regimes remuneratórios, deve ser instalado um sistema de telecontagem que permita a contagem individualizada de energia injetada na rede por cada centro eletroprodutor.

6 - As matérias de medição, leitura, e disponibilização de dados são objeto de regulamentação pela ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo III
Produção de eletricidade em regime especial

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-01

Secção I
Disposições gerais

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-E
Controlo prévio

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-F
Critérios gerais de atribuição da licença de produção ou de admissão de comunicação prévia

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 207.º da Lei n.º 114/2017 - Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29, em vigor a partir de 2018-01-01

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-G
Regimes remuneratórios

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção II
Procedimentos de controlo prévio

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-H
Competência

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-I
Procedimentos e regime jurídico

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-J
Instrução do pedido de atribuição de licença de produção

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-K
Critérios de seleção de pedidos de atribuição de licenças de produção

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-L
Verificação da conformidade da instrução do pedido e decisão de atribuição de licença de produção

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-M
Conteúdo da licença de produção

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 - Diário da República n.º 236/2017, 1º Suplemento, Série I de 2017-12-11, em vigor a partir de 2018-01-01

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção III
Regime da licença

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-N
Regime aplicável

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-O
Duração da licença de produção

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-P
Prazos de execução das instalações e caducidade

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-Q
Licença e certificado de exploração

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção IV
Procedimento de avaliação de incidências ambientais

[Revogado].

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-R
Avaliação de incidências ambientais

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-S
Procedimento de avaliação de incidências ambientais

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 - Diário da República n.º 236/2017, 1º Suplemento, Série I de 2017-12-11, em vigor a partir de 2018-01-01

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-T
Decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 152-B/2017 - Diário da República n.º 236/2017, 1º Suplemento, Série I de 2017-12-11, em vigor a partir de 2018-01-01

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-U
Consequência da avaliação de incidências ambientais

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-V
Taxas

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Declaração de Retificação n.º 73/2012 - Diário da República n.º 237/2012, Série I de 2012-12-07, em vigor a partir de 2012-11-07

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção V
Acesso às redes

[Revogado].

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-W
Acesso e funcionamento das redes

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-X
Encargos de ligação às redes

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-Y
Exploração e inspeções

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 33.º-Z
Equipamentos e regras técnicas de medição

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo IV
Exploração da RNT

Secção I
Regime de exercício

Artigo 34.º
Regime de exercício da RNT

1 - A concessão para a exploração da RNT é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga, em representação do Estado, o membro do Governo responsável pela área da energia, na sequência de realização de concurso público, salvo se, de acordo com os princípios e regras gerais da contratação pública, estiverem reunidas condições para o recurso a outro procedimento adjudicatório.

2 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades e as instalações que a integram consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

3 - As atividades da concessão são exercidas, nos termos do número anterior, em regime de exclusivo, o qual não prejudica o exercício por terceiros do direito de acesso à rede, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

4 - A concessão tem a duração de 50 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

5 - As atividades da concessão são exercidas de acordo com os princípios do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, do presente decreto-lei, da regulamentação aplicável e das bases de concessão.

6 - As bases de concessão da RNT constam do anexo III do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

7 - A DGEG define e concretiza, no Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento, a forma de cumprimento das obrigações do operador da RNT em matéria de segurança de abastecimento, planeamento energético e planeamento da RNT.

8 - Os custos incorridos pela entidade concessionária em atividades de apoio à supervisão, acompanhamento e fiscalização das suas obrigações apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, nos termos da legislação e regulamentos em vigor, mediante autorização prévia da DGEG e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 35.º
Concurso

O concurso para a atribuição da concessão da RNT processa-se de acordo com um caderno de encargos e o respetivo programa, aprovados por portaria por membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta os princípios gerais aplicáveis aos concursos públicos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 35.º-A
Gestão técnica global do SEN

1 - A gestão técnica global do SEN, que compete ao operador da RNT, processa-se nos termos previstos no presente decreto-lei, na regulamentação aplicável e no contrato de concessão da RNT.

2 - A gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de eletricidade e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, que integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia elétrica, com o apoio de um controlo em tempo real de instalações e seus componentes por forma a corrigir, em tempo, os desequilíbrios, bem como a coordenação do funcionamento da rede de transporte e do SEN, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia elétrica ao ORD em MT e AT e a clientes ligados diretamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade e serviço estabelecidos na legislação e regulamentação nacionais e no quadro de referência da rede interligada da União Europeia;

b) Gestão do mercado de serviços de sistema, que integra a operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema com recurso a mecanismos eficientes, transparentes e competitivos para reserva operacional do sistema, resolução de congestionamentos e compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como as liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta função, incluindo a liquidação dos desvios, e a receção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais;

c) Planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta, tendo em conta as

interações entre o SEN e o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e as linhas de orientação da política energética nacional, estudos esses que constituem referência para a função de planeamento da RNT e para a operação futura do sistema, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos da lei, na preparação dos RMSA no médio e longo prazo e dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC dos contratos de aquisição de energia (CAE) cessados, dos montantes da correção de hidraulicidade, da interruptibilidade e dos incentivos a atribuir no âmbito do mecanismo de garantia de potência;

d) Planeamento da RNT, designadamente no que respeita ao planeamento das suas necessidades de renovação e expansão, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas da política energética nacional, e, em particular, através da preparação dos PDIRT de eletricidade.

3 - Todos os operadores que exerçam qualquer das atividades que integram o SEN ficam sujeitos à gestão técnica global do mesmo.

4 - São direitos do operador da RNT no âmbito da gestão técnica global do SEN, nomeadamente:

a) Exigir e receber dos titulares dos direitos de exploração das infraestruturas, dos operadores de mercado e de todos os intervenientes no SEN diretamente interessados a informação necessária para o correto funcionamento do SEN;

b) Exigir aos operadores de mercado e demais intervenientes no SEN com direito de acesso às infraestruturas e instalações a comunicação dos seus planos de entrega e de receção de energia e de qualquer circunstância que possa fazer variar substancialmente os planos comunicados;

c) Exigir o estrito cumprimento das instruções que emita para a correta exploração do sistema, manutenção das instalações e adequada cobertura da procura;

d) Receber adequada retribuição por todos os serviços prestados de forma eficiente.

5 - São obrigações do operador da RNT no exercício da função de gestão técnica global do SEN, nomeadamente:

a) Informar sobre a viabilidade de acesso solicitado por terceiros às infraestruturas da RNT;

b) Monitorizar e reportar à ERSE a efetiva utilização das infraestruturas da RNT, com o objetivo de identificar a constituição abusiva de reservas de capacidade;

c) Desenvolver protocolos de comunicação com os diferentes operadores do SEN com vista a criar um sistema de comunicação integrado para controlo e supervisão das operações do SEN e atuar como coordenador do mesmo;

d) Emitir instruções sobre as operações de transporte, incluindo o trânsito no território continental, de forma a assegurar a entrega de eletricidade em condições adequadas e eficientes nos pontos de saída da rede de transporte, em conformidade com protocolos de atuação e de operação a estabelecer;

e) Informar a DGEG, a ERSE e os operadores do SEN, com periodicidade trimestral, sobre a capacidade disponível da RNT e, em particular, dos pontos de acesso ao sistema e sobre o quantitativo das reservas a constituir;

f) Prestar à ERSE a informação técnica e financeira com incidência direta ou indireta nos custos a considerar para efeitos do cálculo das tarifas reguladas, de acordo com as normas de reporte daquela entidade;

g) Colaborar ativamente na prestação das informações que sejam solicitadas pela DGEG, podendo estas corresponder a estudos, testes ou simulações que sejam necessários, designadamente para efeitos de definição da política energética;

h) Manter atualizada uma base de dados de acordo com a base de dados de referência, criada em articulação com a DGEG, integrando informação de natureza estatística e previsional sobre os procedimentos de controlo prévio das atividades e instalações e o funcionamento do SEN e do SNGN.

6 - A gestão técnica global do SEN é efetuada nos termos previstos no presente decreto-lei, nas bases constantes do anexo III, na regulamentação aplicável e no contrato de concessão da RNT.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção II
Atividade de comercialização sujeita a registo

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 36.º
Planeamento da RNT

1 - Para os efeitos do disposto na alínea e) do n.º 2 do artigo 24.º e no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, o planeamento da RNT integra os seguintes instrumentos:

a) A caracterização da RNT;

b) O plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT).

2 - A caracterização da RNT, a realizar em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações, bem como informação sobre a efetiva utilização da capacidade de interligação disponível para fins comerciais.

3 - O operador da RNT deve elaborar o PDIRT nos anos ímpares.

4 - No caso de a entidade concessionária da RNT se certificar como operador de transporte independente (OTI), nos termos da subsecção II da secção II do capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, o PDIRT é elaborado anualmente.

5 - No processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração, para além dos elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, os seguintes elementos:

a) A caracterização da RNT, realizada ao abrigo do n.º 2;

b) O RMSA mais recente;

c) Os padrões de segurança para planeamento da RNT e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;

d) As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

6 - O operador da RNT deve incluir no PDIRT:

a) A identificação dos principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede, especificando as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguinte, os investimentos que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, indicando ainda o calendário dos projetos de investimento;

b) Os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;

c) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;

d) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;

e) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações.

7 - A elaboração do PDIRT, no que diz respeito às interligações internacionais, deverá ser feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 23/2009 - Diário da República n.º 13/2009, Série I de 2009-01-20, em vigor a partir de 2009-01-21

Artigo 36.º-A
Procedimento de elaboração do PDIRT

1 - A proposta de PDIRT deve ser apresentada pelo operador da RNT à DGEG e à ERSE até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar ou, no caso previsto no n.º 4 do artigo anterior, até ao final do primeiro trimestre de cada ano.

2 - Recebida a proposta de PDIRT, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNT.

3 - No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNT o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

4 - O parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

5 - O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a coerência do PDIRT com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, podendo a este respeito consultar a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.

6 - Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE contêm-se nas suas atribuições, não podendo incidir sobre matérias excluídas do âmbito definido, respetivamente, nos n.os 4 e 5.

7 - Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNT dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

8 - No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRT, a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

9 - O membro do Governo responsável pela área da energia submete, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRT a discussão na Assembleia da República.

10 -Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRT, no prazo de 30 dias.

11 -O membro do Governo responsável pela área da energia pode, fundamentadamente, recusar a aprovação do PDIRT no caso de a proposta final não contemplar as alterações determinadas pela DGEG ou no parecer da ERSE e de não prever investimentos necessários ao cumprimento dos objetivos de política energética.

12 -Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 37.º
Informação a disponibilizar nos PDIRT e na caracterização da RNT

1 - Os documentos relativos aos instrumentos de planeamento referidos no artigo anterior devem ser disponibilizados aos agentes do SEN em geral e, em particular, aos interessados em novos meios de produção, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet do operador da RNT.

2 - O operador da RNT deve também disponibilizar nesses documentos:

a) Informação sobre as condições gerais dessas redes que possibilitem uma primeira análise das possibilidades de ligação;

b) Informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novos meios de produção tendo presente o mencionado nos relatórios de monitorização da segurança do abastecimento referidos no artigo 32.º;

c) Eventuais limitações, devidamente justificadas, de valores máximos de injeção de potência decorrentes de limitações técnicas relacionadas com a segurança, a estabilidade e a fiabilidade de funcionamento da rede e do sistema produtor.

3 - Sem prejuízo do disposto na alínea i) do n.º 2 do artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, o operador da RNT deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e assegurar que a disponibilização de quaisquer informações relativas às suas próprias atividades que possam representar uma vantagem comercial seja feita de forma não discriminatória.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção III

Exploração das redes de distribuição

Artigo 38.º
Regime de exercício da RND

1 - A concessão para a exploração da RND, que integra a rede de AT e MT, é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga, em representação do Estado, o membro do Governo responsável pela área da energia, na sequência de realização de concurso público.

2 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades e as instalações que a integram consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

3 - As atividades da concessão são exercidas em regime de exclusivo, o qual não prejudica o exercício por terceiros do direito de acesso à rede, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

4 - A concessão tem a duração de 35 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

5 - A concessão é exercida de acordo com os princípios do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, do presente decreto-lei, da regulamentação aplicável e das bases da concessão.

6 - As bases da concessão da RND constam do anexo IV do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

7 - Os custos incorridos pela entidade concessionária em atividades de apoio à supervisão, acompanhamento e fiscalização das suas obrigações apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, nos termos da legislação e regulamentos em vigor, mediante autorização prévia da DGEG e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 39.º
Concurso para atribuição da concessão da RND

O concurso para atribuição da concessão da RND processa-se de acordo com um caderno de encargos e o respetivo programa aprovados pelo membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta os princípios gerais aplicáveis aos concursos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 40.º
Planeamento da RND

1 - Para os efeitos do disposto na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, o planeamento da RND integra os seguintes instrumentos:

a) A caracterização da RND;

b) O plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD).

2 - A caracterização da RND deve conter a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.

3 - O operador da RND deve elaborar o PDIRD, nos anos pares.

4 - No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, para além dos elementos referidos no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, os seguintes elementos:

a) A caracterização da RND, ao abrigo do disposto no n.º 2;

b) O RMSA mais recente;

c) Os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;

d) As solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

5 - O PDIRD deve ser compatível com o PDIRT e incluir a identificação dos principais desenvolvimentos futuros da expansão da rede.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 40.º-A
Procedimento de elaboração do PDIRD

1 - O operador da RND deve apresentar a proposta de PDIRD à DGEG e à ERSE até ao final de abril de cada ano par.

2 - Recebida a proposta de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RND e RNT.

3 - No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG, ERSE e operador da RNT, emitirem e comunicarem entre si e ao operador de RND o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

4 - O parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

5 - O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a necessidade de compatibilização com o PDIRT.

6 - Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE contêm-se nas suas atribuições, não podendo incidir sobre matérias excluídas do âmbito definido, respetivamente, nos n.os 4 e 5.

7 - Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT, o operador de RND dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRD que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

8 - No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRD, a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, do operador de RNT e dos resultados da consulta pública.

9 - O membro do Governo responsável pela área da energia submete, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRD a discussão na Assembleia da República.

10 -Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRD, no prazo de 30 dias.

11 -O membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRD no prazo de 30 dias a contar da data da receção da sua proposta final.

12 -Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RND previstos no PDIRD, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 41.º
Informação a disponibilizar no PDIRD e na caracterização da RND

1 - Os documentos relativos aos instrumentos de planeamento referidos no artigo 40.º devem ser disponibilizados aos intervenientes no SEN e aos interessados em novos meios de produção, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet do operador da RND.

2 - O operador da RND deve também disponibilizar nesses documentos:

a) Informação sobre as condições gerais das redes que possibilitem uma primeira análise das possibilidades de ligação;

b) Informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novos meios de produção.

3 - Sem prejuízo do disposto na alínea h) do n.º 2 do artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, o operador da RND deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e assegurar que a disponibilização de quaisquer informações relativas às suas próprias atividades que possam representar uma vantagem comercial seja feita de forma não discriminatória.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 42.º
Regime das concessões de distribuição de eletricidade em BT

1 - As concessões de distribuição de eletricidade em BT correspondem a concessões dos municípios atribuídas pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios na sequência da realização de concurso público.

2 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades e as instalações que a integram consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

3 - As atividades da concessão não prejudicam o exercício por terceiros do direito de acesso à rede, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

4 - A concessão tem a duração de 20 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

5 - As bases das concessões das redes de distribuição de eletricidade em BT constam do anexo v do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 43.º
Concurso para atribuição das concessões das redes municipais de distribuição em BT

1 - Os concursos para atribuição das concessões das redes municipais de distribuição em BT processam-se de acordo com um caderno de encargos e respetivo programa aprovados pelo concedente, ouvida a ERSE, tendo em conta os princípios gerais aplicáveis aos concursos públicos.

2 - No caso de o concurso público ficar deserto, a concessão pode ser atribuída mediante ajuste direto, nomeadamente à entidade concessionária da RND.

Artigo 44.º
Pagamento aos municípios

1 - Os municípios têm direito a uma renda, devida pela exploração da concessão, nos termos a estabelecer em decreto-lei, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses.

2 - A renda prevista no número anterior é incluída nas tarifas de uso das redes de distribuição em BT nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3 - A renda referida nos números anteriores pode ser substituída por outros mecanismos que não penalizem os direitos dos municípios, após audição da Associação Nacional de Municípios Portugueses e da ERSE.

4 - Os municípios das regiões autónomas têm direito a uma contrapartida ou remuneração calculada e tratada de modo equivalente ao previsto nos n.os 1 e 2, pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal no âmbito da exploração da concessão ou do desenvolvimento da atividade do transporte e distribuição de eletricidade, adaptando-se para esse efeito, se e quando necessário, os respetivos contratos de concessão atribuídos pelos governos regionais.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 210.º da Lei n.º 7-A/2016 - Diário da República n.º 62/2016, 1º Suplemento, Série I de 2016-03-30, em vigor a partir de 2016-03-31

Capítulo V
Comercialização de eletricidade

Secção I
Disposição geral

Artigo 45.º
Condição de exercício

1 - A comercialização de eletricidade efetua-se nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no presente decreto-lei e demais legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - A atividade de comercialização de eletricidade é exercida em regime de livre concorrência, estando sujeita a registo, nos termos da secção II do presente capítulo.

3 - A atividade de comercialização de último recurso é regulada, estando sujeita a licença, nos termos previstos na secção III do presente capítulo.

4 - A atividade do facilitador de mercado é regulada, estando sujeita a licença, nos termos previstos na secção IV do presente capítulo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção II
Procedimentos para a atribuição da licença de comercialização

Artigo 46.º
Conteúdo do registo de comercialização

O registo para o exercício da atividade de comercialização de eletricidade deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) A identificação do titular;

b) A data e número de ordem do registo;

c) [Revogada].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 47.º
Procedimento para o registo de comercialização

1 - O pedido de registo é apresentado no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, devendo ser dirigido à DGEG e incluir a identificação completa do requerente, com menção do nome ou firma, do número de identificação fiscal, domicílio profissional ou sede, do estabelecimento principal no território nacional, quando este exista, bem como o número do telefone, fax e endereço eletrónico.

2 - A atribuição do registo de comercialização carece de prévia demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais se solicita o respetivo registo.

3 - Para efeitos do número anterior, a DGEG, ouvida a ERSE, deve apresentar, no prazo de 90 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios

económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização.

4 - Os interessados devem instruir o seu pedido de registo com os seguintes elementos:

a) Cópia de documento de identificação ou, no caso de o interessado ser uma pessoa coletiva, código de acesso à certidão permanente de registo comercial ou cópia dos respetivos estatutos quando a sede se localizar fora do território nacional;

b) Declaração de habilitação e de não impedimento para o exercício da atividade de comercialização de acordo com o anexo VI do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante;

c) Declaração do requerente de que tomou conhecimento das obrigações decorrentes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, do presente decreto-lei e demais legislação e regulamentação aplicáveis, identificadas na informação disponibilizada no balcão único referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, e de que as respeita integralmente;

d) Autorização de divulgação das informações constantes do pedido de registo;

e) Documento contendo a identificação dos meios utilizados para o cumprimento das obrigações perante os consumidores, nomeadamente no que respeita à comunicação e interface com os clientes e à qualidade de serviço, bem como para a compensação e liquidação das suas responsabilidades.

5 - As declarações exigidas aos requerentes do registo devem ser assinadas sob compromisso de honra pelos mesmos ou respetivos representantes legais.

6 - Após a receção do pedido de registo, a DGEG verifica a conformidade do mesmo com o disposto nos números anteriores e, se for caso disso, solicita ao requerente a apresentação dos elementos em falta ou complementares, fixando um prazo razoável para o efeito, comunicando que a referida solicitação determina a suspensão do prazo de decisão e alertando para o facto de que a sua não satisfação, no prazo fixado, determina a rejeição liminar do pedido.

7 - Concluída a instrução do procedimento, a DGEG profere decisão sobre o pedido de registo apresentado pelo requerente, fixando, no caso de deferimento, as condições a que o mesmo fica sujeito.

8 - O pedido de registo considera-se tacitamente deferido se a DGEG não se pronunciar no prazo de 30 dias contados da data da sua apresentação, sem prejuízo da suspensão desse prazo, no caso de solicitação, nos termos do n.º 4, de elementos em falta ou complementares, até à data de apresentação desses elementos pelo requerente.

9 - Em caso de deferimento tácito os elementos referidos nas alíneas a) e b) do artigo anterior são automaticamente inscritos no registo de comercializadores de eletricidade.

10 -A DGEG deve indeferir o pedido de registo, após audiência prévia do requerente nos termos previstos nos artigos 100.º e seguintes do CPA, caso se verifiquem situações de não habilitação ou de impedimento previstas no anexo VI do presente decreto-lei ou de não disposição dos meios necessários ao cumprimento das obrigações impostas à atividade de comercialização.

11 -Pelos custos de apreciação do pedido de registo e da efetivação do registo é devida uma taxa que reverte a favor da DGEG, cujo montante é fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 47.º-A
Listagem de comercializadores de eletricidade registados

A DGEG divulga no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, e no seu sítio na Internet a lista atualizada dos comercializadores de eletricidade reconhecidos nos termos do presente diploma, com indicação do nome ou firma, domicílio profissional ou sede, telefone, fax, endereço eletrónico e data do respetivo registo.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 48.º
Direitos e deveres dos comercializadores de eletricidade

1 - Constitui direito dos comercializadores de eletricidade o exercício da atividade, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 - O titular de registo de comercialização de eletricidade tem os deveres estabelecidos na legislação e na regulamentação aplicáveis e, nomeadamente, os seguintes:

a) Cumprir todas as normas legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade;

b) Garantir níveis elevados de proteção dos consumidores, de acordo com o previsto no anexo VII do presente decreto-lei, que dele faz parte integrante;

c) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

d) Enviar, de dois em dois anos, e igualmente através do balcão único eletrónico dos serviços, a informação atualizada prevista no n.º 2 do artigo anterior;

e) Assegurar a prestação de informações transparentes sobre os preços e tarifas aplicáveis e as condições normais de acesso e utilização dos seus serviços;

f) Prestar a demais informação devida aos clientes, nomeadamente sobre as opções tarifárias mais apropriadas ao seu perfil de consumo, para além da informação identificada no artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho;

g) Emitir faturação discriminada de acordo com as normas aplicáveis;

h) Proporcionar aos seus clientes meios de pagamento diversificados;

i) Não discriminar entre clientes e atuar com transparência nas suas operações;

j) Facultar, a todo o momento e de forma gratuita, o acesso do cliente aos seus dados de consumo, bem como o acesso a esses dados, mediante acordo do cliente, por outro comercializador;

k) Disponibilizar aos clientes, a título gratuito, informação periódica sobre o seu consumo e custos efetivos, com vista à criação de incentivos para economias de energia;

l) Manter a situação de habilitação e de não impedimento, bem como os meios necessários ao cumprimento das obrigações impostas ao exercício da atividade de comercialização, tal como evidenciado nas declarações e documentos previstos no n.º 2 do artigo anterior;

m) Apresentar propostas de fornecimento de eletricidade para as quais disponha de oferta a todos os clientes que o solicitem, dentro da área geográfica da sua atuação, nos termos previstos no Regulamento das Relações Comerciais, com respeito pelos princípios estabelecidos na legislação da concorrência.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 49.º
Extinção e transmissão do registo de comercialização

1 - O registo da atividade de comercialização de eletricidade não está sujeito a prazo de duração, sem prejuízo da sua extinção nos termos do presente decreto-lei.

2 - O registo da atividade de comercialização de eletricidade extingue-se por caducidade ou por revogação.

3 - A extinção do registo por caducidade ocorre em caso de morte, dissolução, cessação da atividade ou aprovação da liquidação da sociedade em processo de insolvência e recuperação de empresas.

4 - Para além das situações previstas na lei, o registo pode ser revogado pela DGEG, na sequência de audiência prévia do requerente nos termos do CPA, quando se verifique a falsidade dos dados e declarações prestados no respetivo pedido ou o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nomeadamente quando:

a) Não cumprir as determinações impostas pelas autoridades administrativas;

b) Violar reiteradamente o cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade;

c) c) Não cumprir, reiteradamente, com o envio da informação estabelecida na legislação e na regulamentação aplicáveis;

d) Não iniciar o exercício da atividade no prazo de um ano após o seu registo, ou, tendo iniciado o seu exercício, o interromper por igual período, sendo esta inatividade confirmada pelo operador da RNT.

5 - O registo pode ainda ser revogado pela DGEG na sequência de declaração de renúncia apresentada pelo respetivo titular, através do balcão único referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, e com a antecedência mínima de quatro meses relativamente à data pretendida para a produção dos respetivos efeitos, devendo a DGEG, nessa data, proceder à revogação do registo.

6 - O registo da atividade de comercialização é pessoal e intransmissível, com exceção das situações de reestruturação societária.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 50.º
Informação sobre preços de comercialização de eletricidade

1 - Os comercializadores ficam obrigados a enviar à ERSE, anualmente e sempre que ocorram alterações, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, uma tabela dos preços de referência que se propõem praticar no âmbito da comercialização de eletricidade.

2 - Os comercializadores ficam, ainda, obrigados a:

a) Publicitar os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT que praticam, designadamente nos respetivos sítios na Internet e em conteúdos promocionais;

b) Enviar de seis em seis meses à ERSE os preços efetivamente praticados a todos os clientes no semestre anterior.

3 - As faturas de eletricidade emitidas pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores faturados, nos termos fixados no Regulamento de Relações Comercias.

4 - A ERSE deve publicitar, no seu sítio na Internet, os preços de referência dos comercializadores para os fornecimentos em BT, podendo complementar esta publicitação com outros meios adequados, designadamente folhetos, tendo em vista informar os consumidores das diversas opções ao nível de preços existentes no mercado por forma que estes, em cada momento, possam optar pelas melhores condições oferecidas pelo mercado.

5 - A informação prevista no presente artigo fica sujeita a supervisão da ERSE, ficando os comercializadores obrigados a facultar-lhe toda a documentação necessária e o acesso direto aos registos que suportam esta informação.

6 - Os comercializadores ficam igualmente obrigados a manter, pelo menos durante um período de cinco anos, os registos relativos a todas as transações relevantes de contratos de fornecimento de eletricidade com clientes grossistas e operadores de redes de transporte e distribuição, assim como os respetivos suportes contratuais, ficando estes auditáveis e sujeitos à supervisão da ERSE no âmbito das suas obrigações e competências.

7 - A informação referida no número anterior deve especificar as características das transações relevantes, tais como as relativas à duração, entrega e regularização, quantidade e hora de execução, preços de transação e outros meios, sendo os métodos e disposições para a manutenção dos registos objeto de regulamentação da ERSE, tendo em consideração as orientações adotadas pela Comissão Europeia.

8 - Com o objetivo de estabelecer uma referência para os consumidores, e de os apoiar na contratação do fornecimento de energia elétrica, a ERSE deve elaborar, todos os anos, um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento em BT, os quais, para os efeitos aqui previstos, resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica.

9 - Para os efeitos do número anterior, o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos ao comercializador de último recurso, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

10 -Para os efeitos do n.º 8, os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso previsto no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 50.º-A
Informação para fins estatísticos

1 - Os comercializadores ficam ainda obrigados a enviar à DGEG a informação seguidamente indicada:

a) Até ao final do mês seguinte ao fim de cada semestre, o preço médio, ponderado com a estrutura de consumos, praticado no consumidor final, respetivos consumos e número de clientes, para os diversos segmentos ou bandas de consumo nos diversos tipos de clientes;

b) Até ao final do mês de janeiro, informação relativa ao nível de tributação, incluindo os encargos não fiscais que cubram os custos do sistema e as obrigações de serviço público, assim como uma discriminação dos preços da eletricidade nas suas diversas componentes;

c) Qualquer outra informação complementar que a DGEG entenda como necessária para o exercício das suas competências em matéria estatística.

2 - A DGEG está obrigada a manter a confidencialidade da informação recebida ao abrigo do número anterior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 50.º-B
Informação centralizada aos consumidores

1 - A ERSE publica, na plataforma centralizada a que se refere a alínea a) do n.º 3 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, as seguintes informações:

a) Direitos e deveres dos consumidores;

b) Os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT de todos os comercializadores;

c) Legislação em vigor;

d) A identificação dos meios à disposição dos consumidores para o tratamento de reclamações e resolução extrajudicial de litígios.

2 - A plataforma referida no número anterior é gerida e disponibilizada pela ERSE diretamente no seu sítio na Internet.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 50.º-C
Reclamações e pedidos de clientes

1 - Sem prejuízo dos casos em que haja lugar à aplicação do regime previsto no Decreto-Lei n.º 156/2005, de 15 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 371/2007, de 6 de novembro, 118/2009, de 19 de maio, e 317/2009, de 30 de outubro, os comercializadores devem implementar procedimentos adequados ao tratamento célere e harmonizado de reclamações e pedidos de informação que lhe sejam apresentados pelos clientes.

2 - Os procedimentos previstos no número anterior devem permitir que as reclamações e pedidos apresentados sejam decididos, de modo justo e rápido, de preferência no prazo de três meses, prevendo um sistema de reembolso e de indemnização por eventuais prejuízos.

3 - Os requisitos a observar nos procedimentos referidos no número anterior são definidos na regulamentação da ERSE.

4 - Os comercializadores devem apresentar à ERSE, anualmente, através do balcão único eletrónico dos serviços, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas bem como o resultado das mesmas, nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

5 - A ERSE publica na plataforma referida no artigo 50.º-B as conclusões dos relatórios apresentados nos termos do número anterior, com a indicação do volume de reclamações recebidas pela ERSE e a identificação do comercializador em causa.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 50.º-D
Resolução extrajudicial de conflitos

Sem prejuízo do recurso aos tribunais e às entidades responsáveis pela defesa e promoção dos direitos dos consumidores, os litígios de consumo podem ser sujeitos a arbitragem necessária, nos termos previstos no artigo 15.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, alterada pelas Leis n.os 12/2008, de 26 de fevereiro, 24/2008, de 2 de junho, 6/2011, de 10 de março, e 44/2011, de 22 de junho.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 51.º
Reconhecimento de comercializadores

1 - No âmbito do funcionamento de mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais de que o Estado Português seja parte signatária, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra, nos termos previstos nos respetivos acordos.

2 - O reconhecimento da qualidade de produtor de eletricidade no seu território por uma das partes significa, de igual forma, o reconhecimento automático pela outra, para os efeitos de venda de eletricidade quer através de contratos bilaterais quer através da participação em mercados organizados.

3 - Compete à DGEG efetuar o registo dos comercializadores reconhecidos nos termos dos números anteriores, mediante protocolo a celebrar com as entidades administrativas dos países de origem, nos termos dos acordos realizados.

4 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o comercializador ou produtor registado nos termos do presente artigo tem os mesmos deveres do comercializador registado na sequência do pedido referido no artigo 47.º.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 51.º-A
Comercializador de último recurso

1 - A atividade de comercializador de último recurso é exercida nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e no presente decreto-lei.

2 - Considera-se comercializador de último recurso aquele que estiver sujeito às obrigações de serviço público universal previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e demais legislação aplicável.

3 - O comercializador de último recurso assegura ainda a aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial que beneficiem de remuneração garantida nos termos da lei.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção III
Comercializador de último recurso

Artigo 52.º
Atribuição de licença de comercialização de último recurso

1 - Considera-se atribuída a licença de comercialização de último recurso às entidades referidas no artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

2 - [Revogado].

3 - As entidades às quais sejam atribuídas as licenças de comercialização de último recurso ficam obrigadas ao cumprimento das condições e dos deveres estabelecidos no presente decreto-lei e na demais legislação aplicável.

4 - A atribuição de novas licenças de comercializador de último recurso fica dependente da sua prévia sujeição a procedimento concorrencial, cujas peças são aprovadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 53.º
Direitos e deveres do comercializador de último recurso

1 - Constitui direito dos titulares de licenças de comercialização de último recurso o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 - Pelo exercício da atividade de comercialização de último recurso é assegurada uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente.

3 - São, nomeadamente, deveres dos comercializadores de último recurso:

a) Prestar o serviço público universal de fornecimento de eletricidade, enquanto vigorarem as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, fornecer eletricidade aos clientes finais economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável;

b) Adquirir energia nas condições estabelecidas na lei;

c) Assegurar o fornecimento de eletricidade em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência se mantenha;

d) Fornecer eletricidade aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade, nos termos dos n.os 6 a 8;

e) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

f) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade.

4 - Nas situações previstas nas alíneas c) e d) do número anterior, o comercializador de último recurso aplica as tarifas reguladas ou 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 fornecimento de eletricidade, nos termos do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

5 - Verificando-se a situação prevista na alínea d) do n.º 3, o comercializador de último recurso, após receção da notificação da DGEG, envia uma carta registada aos clientes abrangidos, dando conhecimento de que é a entidade responsável pelo fornecimento de eletricidade durante um período máximo de dois meses, devendo os clientes até ao final desse período contratualizar com um comercializador registado o fornecimento de eletricidade.

6 - Se se verificar ausência de alternativa de comercializadores registados decorrido o período previsto no número anterior, é aplicável o disposto na alínea c) do n.º 3.

7 - O comercializador de último recurso deve observar os seguintes critérios de independência:

a) Os administradores e os quadros de gestão do comercializador de último recurso não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras atividades do SEN, sem prejuízo do estabelecido no n.º 8 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

b) Cada comercializador de último recurso deve dispor de um código de boa conduta que assegure princípios de independência funcional da gestão e proceder à sua publicitação.

8 - O comercializador de último recurso está sujeito à regulação da ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e da demais regulamentação aplicável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 104/2010 - Diário da República n.º 190/2010, Série I de 2010-09-29, em vigor a partir de 2010-09-30

Artigo 54.º
Extinção e transmissão de licença de comercialização de último recurso

Sem prejuízo da caducidade prevista no n.º 2 do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, à extinção e transmissão da licença de comercialização de último recurso aplicam-se, com as devidas adaptações, as disposições referidas no artigo 49.º, com exceção do disposto no n.º 5 do mesmo artigo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 55.º
Aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso

1 - Com vista a garantir o abastecimento a preços razoáveis, fácil e claramente comprováveis e transparentes, o comercializador de último recurso, constituído ao abrigo do n.º 1 do artigo 52.º:

a) Deve adquirir a eletricidade produzida pelos produtores em regime especial que beneficiem de remuneração garantida nos termos da lei;

b) Deve adquirir a eletricidade para abastecer os seus clientes através de mecanismos de mercado, nomeadamente através de leilões, em condições a estabelecer por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia;

c) Pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados;

d) Pode adquirir eletricidade através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - A obrigação prevista na alínea a) do número anterior não se aplica aos distribuidores em BT, na sua qualidade de comercializadores de último recurso, nos termos do artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

3 - O comercializador de último recurso deve gerir as diferentes formas de contratação referidas no n.º 1 e aprovadas pela ERSE para adquirir energia ao menor custo possível.

4 - A ERSE fixa, no princípio de cada ano, os custos estimados para a aquisição de eletricidade a aplicar na definição das tarifas do comercializador de último recurso.

5 - A diferença entre os custos reais de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso e os custos estimados a que se refere o número anterior é repercutida nas tarifas, nos termos a estabelecer no Regulamento Tarifário.

6 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a diferença entre os custos reais incorridos na aquisição de energia produzida pelos produtores de eletricidade em regime especial com remuneração garantida nos termos da lei e o custo real incorrido nas restantes formas de aquisição previstas no n.º 1 é repercutida na tarifa de uso global de sistema, nos termos a estabelecer no Regulamento Tarifário.

7 - O comercializador de último recurso que adquira eletricidade em quantidade excedentária face às suas necessidades deve revendê-la em mercado, em condições a definir no âmbito do Regulamento das Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 264/2007 - Diário da República n.º 141/2007, Série I de 2007-07-24, em vigor a partir de 2007-07-25

Secção IV
Facilitador de mercado

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 55.º-A
Facilitador de mercado

1 - A atividade do facilitador de mercado é exercida nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, e no presente decreto-lei.

2 - O facilitador de mercado fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos centros eletroprodutores em regime especial abrangidos pelo regime remuneratório geral, que pretendam vender-lhe a referida energia, ficando ainda obrigado à colocação da mesma em mercado.

3 - A atividade do facilitador de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei e em legislação complementar, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 55.º-B
Atribuição de licença de facilitador de mercado

1 - A atribuição da licença de facilitador de mercado fica dependente da sua prévia sujeição a procedimento concorrencial, cujas peças são aprovadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - A entidade à qual seja atribuída a licença de facilitador de mercado fica obrigada ao cumprimento das condições e dos deveres estabelecidos no presente decreto-lei e na demais legislação aplicável.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 55.º-C
Direitos e deveres do facilitador de mercado

1 - Constitui direito do titular de licença de facilitador de mercado o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 - Pelo exercício da atividade de facilitador de mercado é devida uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente.

3 - São, nomeadamente, deveres dos facilitadores de mercado:

a) Adquirir energia nas condições estabelecidas na lei;

b) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

c) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade.

4 - O facilitador de mercado está sujeito à regulação da ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e da demais regulamentação aplicável.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 55.º-D
Extinção e transmissão de licença de facilitador de mercado

À extinção e transmissão da licença de facilitador de mercado aplicam-se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial previsto no n.º 1 do artigo 55.º-B e, subsidiariamente, com as devidas adaptações, as disposições referidas no artigo 49.º.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção V
Mercado organizado

Artigo 56.º
Regime

1 - O mercado organizado corresponde a um sistema com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de eletricidade e de instrumentos cujo ativo subjacente seja eletricidade ou ativo equivalente.

2 - O mercado organizado em que se realizam operações a prazo sobre eletricidade ou ativo equivalente está sujeito a autorização, mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, nos termos do n.º 3 do artigo 207.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 - A entidade gestora do mercado deve ser autorizada pelo ministro responsável pela área da energia e, nos casos em que a legislação assim obrigue, pelo Ministro das Finanças.

4 - Podem ser admitidos como membros do mercado organizado os intermediários financeiros, produtores em regime ordinário, comercializadores e outros agentes que reúnam os requisitos previstos no n.º 2 do artigo 206.º do Código dos Valores Mobiliários e demais requisitos fixados pela entidade gestora do mercado, nos termos a regulamentar por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia desde que em qualquer dos casos tenham celebrado contrato com um participante do sistema de liquidação das operações realizadas nesse mercado.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 57.º
Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão do mercado organizado e pela concretização de atividades conexas, nos termos do número seguinte e da legislação financeira aplicável aos mercados em que se realizam operações a prazo.

2 - São deveres dos operadores de mercado, nomeadamente:

a) Gerir mercados organizados de contratação de eletricidade;

b) Assegurar que os mercados referidos na alínea anterior sejam dotados de adequados serviços de liquidação;

c) Fixar os critérios para a determinação dos índices de preços referentes a cada um dos diferentes tipos de contratos;

d) Divulgar informação relativa ao funcionamento dos mercados de forma transparente e não discriminatória, devendo, nomeadamente, publicar informação, agregada por agente, relativa a preços e quantidades transacionadas;

e) Comunicar ao operador da RNT toda a informação relevante para a gestão técnica global do SEN e para a gestão comercial da capacidade de interligação, nos termos do Regulamento de Operação das Redes.

3 - [Revogado].

4 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Secção VI
Gestão de riscos e garantias no SEN

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 58.º
Definição

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 38/2017 - Diário da República n.º 65/2017, Série I de 2017-03-31, em vigor a partir de 2017-04-01

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 58.º-A
Princípios de gestão de risco no SEN

1 - A gestão do SEN deve orientar-se por princípios e critérios de gestão prudencial que minimizem os riscos decorrentes da mora ou incumprimentos das obrigações do comercializador ou agente de mercado no âmbito do uso das infraestruturas de rede e da sua participação na gestão global do SEN.

2 - O comercializador ou agente de mercado presta garantias tendo em consideração a gestão integrada dos riscos referidos no número anterior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 58.º-B
Gestor de garantias

1 - A gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos comercializadores ou agentes de mercado, é assegurada pelo gestor de garantias.

2 - A atividade gestor de garantias é assegurada pelo operador definido no n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago, que criou o MIBEL, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de março, através de uma das empresas mencionadas nesse artigo ou qualquer uma das suas filiais.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 58.º-C
Princípios a que deve obedecer o gestor de garantias

O gestor de garantias deve obedecer aos seguintes princípios:

a) Prossecução do interesse público;

b) Imparcialidade e independência na sua atuação;

c) Igualdade de tratamento;

d) Promoção da concorrência entre os agentes;

e) Eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SEN;

f) Transparência das decisões, mediante a adoção de mecanismos de informação e de auditoria.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 58.º-D
Regulamentação

1 - Sem prejuízo das competências atribuídas à Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, cabe à ERSE regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN.

2 - A regulamentação da ERSE inclui, designadamente:

a) Os meios, a forma e as regras para o apuramento do valor das garantias;

b) As relações comerciais entre o gestor de garantias, os beneficiários finais das mesmas e os respetivos prestadores;

c) A imputação do valor das garantias entre os beneficiários finais nos casos em que aquelas se revelam insuficientes para cobertura dos danos;

d) A concretização de instrumentos de garantia solidária;

e) A remuneração da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN;

f) Os mecanismos de auditoria a realizar ao gestor de garantias.

3 - A regulamentação prevista no presente artigo pode ainda conter disposições cautelares complementares visando evitar ou mitigar os riscos para o SEN, bem como mecanismos de regulação assimétrica que assegurem a promoção da concorrência.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Artigo 58.º-E
Regulação da atividade e sujeição ao regime sancionatório

Sem prejuízo das competências atribuídas à CMVM, a atividade de gestão das garantias no âmbito do SEN é sujeita a regulação da ERSE e ao regime sancionatório do setor energético.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Capítulo VI
Regulamentação

Artigo 59.º
Regulamentos

Sem prejuízo de outros regulamentos previstos em legislação sobre o setor da eletricidade, as atividades previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e no presente decreto-lei estão sujeitas aos seguintes regulamentos:

a) Regulamento da Rede de Transporte;

b) Regulamento da Rede de Distribuição;

c) Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações;

d) Regulamento de Operação das Redes;

e) Regulamento de Qualidade de Serviço;

f) Regulamento de Relações Comerciais;

g) Regulamento Tarifário;

h) Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento;

i) [Revogada].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 60.º
Regulamento da Rede de Transporte

1 - O Regulamento da Rede de Transporte especifica a constituição e a caracterização da rede de transporte e estabelece as condições da sua exploração, nomeadamente no que respeita ao controlo e operação, incluindo relacionamento com as entidades a ela ligadas, à realização de manobras e à execução de trabalhos e respetiva manutenção.

2 - O Regulamento da Rede de Transporte estabelece, ainda, as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação das instalações ligadas à rede de transporte, bem como aos sistemas de apoio, medição, proteção e ensaios da referida rede e dessas mesmas instalações e, bem assim, as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade e segurança da rede.

3 - Para os efeitos da efetiva ligação à rede de transporte, o Regulamento da Rede de Transporte deve prever o meio e a forma contratual adequados para a formalização das condições técnicas e de segurança de ligação à rede, assim como, no caso dos produtores em regime especial, das demais condições necessárias.

4 - Os utilizadores da RNT ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento da Rede de Transporte.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 61.º
Regulamento da Rede de Distribuição

1 - O Regulamento da Rede de Distribuição especifica a constituição e a caracterização da rede de distribuição e estabelece as condições da sua exploração, nomeadamente no respeitante ao controlo e operação, incluindo o relacionamento com as entidades a ela ligadas, à realização de manobras e execução de trabalhos e respetiva manutenção.

2 - O Regulamento da Rede de Distribuição estabelece, ainda, as condições técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação das instalações ligadas à rede de distribuição, bem como aos sistemas de apoio, medição, proteção e ensaios da rede de distribuição e dessas mesmas instalações, bem como as condições e limitações à injeção de potência reativa decorrentes da necessidade de assegurar a fiabilidade e segurança das redes e a qualidade de serviço.

3 - Os utilizadores das redes de distribuição ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento da Rede de Distribuição.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 62.º
Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

1 - O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações estabelece as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição e às interligações.

2 - As entidades que tenham acesso às redes e às interligações, bem como os titulares destas instalações, ficam obrigadas ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Artigo 63.º
Regulamento de Operação das Redes

1 - O Regulamento de Operação das Redes estabelece as condições que permitam a gestão dos fluxos de eletricidade, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada, bem como os procedimentos destinados a garantir as suas concretização e verificação.

2 - O Regulamento de Operação das Redes estabelece, também, as condições em que o operador da RNT monitoriza as indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitoriza as cotas das grandes albufeiras, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

3 - O Regulamento de Operação das Redes deve, ainda, garantir o acesso dos operadores da rede à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou RND que os habilitem à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.

Artigo 64.º
Regulamento de Qualidade de Serviço

1 - O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial.

2 - Os padrões de qualidade de serviço referidos no número anterior podem ser globais ou específicos das diferentes categorias de clientes ou, ainda, variar de acordo com circunstâncias locais.

3 - Os intervenientes no SEN ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento de Qualidade de Serviço.

Artigo 65.º
Regulamento de Relações Comerciais

1 - O Regulamento de Relações Comerciais estabelece as regras de funcionamento das relações comerciais entre os vários intervenientes no SEN, bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 - Os intervenientes no SEN ficam obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 66.º
Regulamento Tarifário

1 - O Regulamento Tarifário estabelece os critérios e os métodos para a formulação de tarifas, designadamente as de acesso às redes e às interligações e aos serviços de sistema, bem como as tarifas de venda de eletricidade do comercializador de último recurso, segundo os princípios definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

2 - O Regulamento Tarifário estabelece, ainda, as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos do continente e dos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

3 - Sempre que os princípios definidos no artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, sejam postos em causa por alterações de titulares da concessão de distribuição em BT, a ERSE pode estabelecer os mecanismos de regulação necessários à reposição daqueles princípios.

4 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006 - Diário da República n.º 241/2006, Suplemento n.º 1, Série I de 2006-12-18, em vigor a partir de 2006-12-19

Artigo 66.º-A
Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento

1 - O Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento define e concretiza a forma de cumprimento das obrigações do operador da RNT e do operador da RNTGN em matéria de segurança de abastecimento, planeamento energético e planeamento da RNT.

2 - O Regulamento previsto no número anterior define ainda o modo de estabelecimento dos padrões de segurança de abastecimento ao nível da produção e dos padrões de segurança para planeamento das redes.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 66.º-B
Regulamento do Procedimento Administrativo de Comunicação Prévia

Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 67.º
Competência para a aprovação e a aplicação dos regulamentos

1 - O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Operação das Redes e o Regulamento da Qualidade de Serviço são aprovados pela ERSE.

2 - A aplicação dos regulamentos referidos no número anterior é da competência da ERSE.

3 - O Regulamento da Rede de Transporte e o Regulamento da Rede de Distribuição são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da DGEG, precedida de consulta às entidades concessionárias.

4 - A aplicação dos regulamentos referidos no número anterior é da competência da DGEG.

5 - [Revogado].

6 - Revogado].

7 - O Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento é aprovado pelo diretor-geral de energia e geologia, ouvida a ERSE, sendo a sua aplicação da competência da DGEG.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VII
Disposições finais e transitórias

Artigo 68.º
Taxas administrativas

1 - Pelos atos previstos no presente decreto-lei relativos a licenças, registos e a concessões são devidas taxas, a estabelecer por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - [Revogado].

3 - [Revogado].

4 - [Revogado].

5 - [Revogado].

6 - [Revogado].

7 - Pelo registo prévio previsto no artigo 27.º-B e respetivos averbamentos são devidas taxas que constituem receita própria da DGEG

8 - Os montantes cobrados constituem receita do Estado em 60% e da entidade licenciadora em 40%, salvo nos casos da competência dos municípios, em que a receita cabe integralmente a estes.

9 - As receitas do Estado provenientes da cobrança das taxas são afetas a um fundo de eficiência energética, nos termos a definir por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia.

10 -A cobrança coerciva das dívidas provenientes da falta de pagamento das taxas faz-se através do processo de execução fiscal, servindo de título executivo a certidão passada pela entidade que prestar os serviços.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 68.º-A
Gestão da procura e eficiência no consumo

1 - O Regulamento Tarifário pode prever a implementação de planos de promoção da eficiência no consumo de energia, incluindo medidas de gestão da procura.

2 - O processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia ao abrigo dos planos previstos no número anterior deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

3 - Para os efeitos do disposto no número anterior, o Governo aprova, mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, as regras de valorização, hierarquização e seleção das medidas de eficiência no consumo de energia, cabendo à ERSE, nos termos do n.º 1, a definição e implementação dos planos de promoção da eficiência no consumo de energia.

4 - Os planos de promoção da eficiência no consumo de energia referidos no n.º 1 que sejam financiados pela tarifa de uso global do sistema ou outra aplicável a todos os consumidores de energia não podem considerar elegíveis medidas que, direta ou indiretamente, se destinem a financiar a aquisição de equipamento de contagem de energia elétrica.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 69.º
Rendas aos municípios

1 - Enquanto não for publicado o decreto-lei previsto no artigo 44.º, aplica-se, com as devidas adaptações, designadamente as que decorrem do atual regime das atividades de distribuição e de comercialização de eletricidade, a Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril.

2 - Mediante proposta da ERSE e ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses, o membro do Governo responsável pela área da energia define, mediante portaria, as adaptações a que se refere o número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 70.º
Situações transitórias decorrentes dos contratos de aquisição de energia

1 - Até que o processo de extinção dos contratos de aquisição de energia (CAE) esteja concluído, os centros electroprodutores, relativamente aos quais os contratos vinculados ainda se mantenham a produzir efeitos, continuam a operar de acordo com o estabelecido no respetivo contrato e com o disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, na redação que lhe foi dada pelos Decretos-Leis n.os 56/97, de 14 de março, e 198/2000, de 24 de agosto.

2 - Nos casos previstos no número anterior, a entidade concessionária da RNT, ou a entidade que a substituir para o efeito, deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através de leilões de capacidade virtual de produção de energia elétrica, nos termos e quantidades estabelecidos nos n.os 5 e 6, devendo, para as restantes quantidades, recorrer aos mercados organizados ou à celebração de contratos bilaterais, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, sempre que tal se justifique para a otimização da gestão da energia desses contratos.

3 - Compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT, ou a entidade que a substituir para o efeito, e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor e dos leilões de gás natural do contrato de aprovisionamento de longo prazo, bem como os mecanismos de incentivos a aplicar à entidade concessionária da RNT, ou à entidade que a substitua, para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos.

4 - [Revogado].

5 - Os leilões de capacidade virtual de produção de energia elétrica referidos no n.º 2 consistem em processos concorrenciais de licitação de opções de compra de uma determinada capacidade de produção de energia elétrica que podem ser exercidas ao longo de um período de entrega definido.

6 - Compete ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, mediante portaria, as regras relativas à licitação das opções de compra e respetivos preços de exercício, à capacidade objeto de leilão, aos participantes autorizados, bem como as demais regras de organização e funcionamento dos leilões referidos no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 264/2007 - Diário da República n.º 141/2007, Série I de 2007-07-24, em vigor a partir de 2007-07-25

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 199/2007 - Diário da República n.º 96/2007, Série I de 2007-05-18, em vigor a partir de 2007-05-19

Artigo 71.º
Pedidos pendentes para produção de eletricidade em regime ordinário

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 72.º
Licenças de produção de eletricidade concedidas ao abrigo de legislação anterior

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 73.º
Atribuição das concessões

1 - As concessões previstas no presente decreto-lei consideram-se, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atribuídas às entidades que à data da entrada em vigor do presente decreto-lei exerçam as correspondentes atividades.

2 - Os contratos de concessão e as licenças existentes antes da data da entrada em vigor do presente decreto-lei devem ser modificados em tudo o que contrarie o nele disposto.

3 - A modificação do atual contrato de concessão da RNT e a celebração do contrato de concessão da RND devem ocorrer no prazo de seis meses a contar a partir da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

4 - A modificação dos atuais contratos de concessão das redes de BT deve ocorrer no prazo de dois anos a contar a partir da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 74.º
Participação no capital social do operador da RNT

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 75.º
Servidões administrativas de linhas elétricas

1 - O regime das servidões administrativas de linhas elétricas consta de legislação complementar, devendo o respetivo projeto ser submetido pela DGEG ao membro do Governo responsável pela área da energia no prazo de um ano após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

2 - Até à entrada em vigor da legislação referida no número anterior, mantêm-se em vigor as disposições do Decreto-Lei n.º 43335, de 19 de novembro de 1960, na matéria relativa à implantação de instalações elétricas e à constituição de servidões.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 76.º
Caracterização das redes e do plano de investimentos da RNT

Até à publicação do relatório de monitorização e dos instrumentos de planeamento referidos nos artigos 32.º e 36.º, mantêm-se como quadro de referência os atuais instrumentos de caracterização das redes e o plano de investimentos da RNT com as atualizações e adaptações a introduzir pelo respetivo operador tendo em vista assegurar a boa gestão da rede e a evolução do SEN entretanto verificadas.

Artigo 77.º
Relatório de monitorização da segurança de abastecimento

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 78.º
Apresentação do PDIRT e do PDIRD

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 78.º-A
Reconhecimento mútuo

1 - Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, não pode haver duplicação entre as condições exigíveis para o cumprimento dos procedimentos de permissão administrativa para as atividades de transporte, distribuição, comercialização e operação de mercados de eletricidade reguladas no presente decreto-lei e os requisitos e os controlos equivalentes, ou comparáveis quanto à finalidade, a que o requerente já tenha sido submetido em Portugal ou noutro Estado membro da União Europeia ou do Espaço Económico Europeu.

2 - O disposto no número anterior não é aplicável ao cumprimento das condições diretamente referentes às instalações físicas localizadas em território nacional, nem aos respetivos controlos por autoridade competente.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 78.º-B
Validade de permissões administrativas

Os registos de comercializador de eletricidade, a licença de comercializador de último recurso e a autorização de gestor de mercados organizados de eletricidade têm validade em todo o território de Portugal continental.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 78.º-C
Desmaterialização de procedimentos

1 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 78.º-D
Cooperação administrativa

As autoridades competentes nos termos do presente decreto-lei participam na cooperação administrativa, no âmbito dos procedimentos relativos a prestadores de serviços estabelecidos em outro Estado membro da União Europeia ou do Espaço Económico Europeu, nos termos do capítulo vi do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, nomeadamente através do Sistema de Informação do Mercado Interno (IMI).

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Artigo 79.º
Norma revogatória

1 - São revogados o Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, com exceção das disposições relativas à utilização do domínio hídrico constantes dos artigos 6.º, 7.º e 53.º, bem como os Decretos-Leis n.os 184/95 e 185/95, também de 27 de julho, 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de agosto, 36/2004, de 26 de fevereiro, e 192/2004, de 17 de agosto, sem prejuízo da vigência transitória do Decreto-Lei n.º 183/95 e do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, para os efeitos do disposto no n.º 1 do artigo 61.º.

2 - Fica excluída do âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a produção de eletricidade em regime ordinário.

Artigo 80.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Anexo I
(a que se refere o artigo 8.º)

1 - Elementos instrutórios do pedido de atribuição de licença de produção:

a) Identificação completa do requerente;

b) Declaração, sob compromisso de honra, do requerente de que tem regularizada a sua situação relativamente a contribuições para a segurança social, bem como a sua situação fiscal;

c) Título de reserva de capacidade de injeção na rede em nome do requerente, nos termos das alíneas a) ou c) do n.º 2 do artigo 5.º-A, ou acordo entre o requerente e o operador da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) referido na alínea b) do mesmo número;

d) Comprovativo do direito para utilização do espaço de implantação do centro eletroprodutor, exceto para centrais hidroelétricas;

e) Projeto de execução do centro eletroprodutor;

f) Termo de responsabilidade pelo projeto das instalações elétricas;

g) Cronograma das ações necessárias para a instalação do centro eletroprodutor, incluindo a indicação do prazo de entrada em exploração;

h) Parecer da Autoridade de Avaliação de Impacte Ambiental pronunciando-se sobre a não sujeição do projeto a avaliação de impacte ambiental ou, no caso de projeto sujeito a esta

avaliação, declaração de impacte ambiental (DIA) favorável ou condicionalmente favorável e decisão de conformidade com a DIA, quando exigível ou, se for o caso, comprovativo de se ter produzido ato tácito favorável;

i) Decisão favorável ou favorável condicionada, referente à avaliação de incidências ambientais quando exigível nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na sua redação atual;

j) Parecer favorável sobre a localização do centro eletroprodutor emitido pela câmara municipal e quando o projeto não esteja sujeito ao regime jurídico de avaliação de impacte ambiental ou a avaliação de incidências ambientais, parecer de localização emitido pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional territorialmente competente;

k) Licença ambiental, quando exigível, nos termos do respetivo regime jurídico;

l) l) Requerimento de emissão de título de emissão de gases com efeito de estufa ou decisão de exclusão temporária do regime de comércio de emissões, quando um deles seja exigível, nos termos do regime jurídico aplicável, e comprovativo de receção do referido requerimento emitido pela entidade licenciadora competente;

m) Tratando-se de centros hidroelétricos ou centros eletroprodutores destinados a ser instalados em espaço hídrico ou marítimo sob a soberania ou jurisdição nacional, o pedido deve ainda ser instruído com certidão do título de utilização concedido pela entidade competente, autorizando a utilização dos recursos para o fim pretendido, estando dispensada a apresentação do parecer de localização previsto na alínea j);

n) Prova do cumprimento da obrigação de notificação e cópia do relatório de segurança, nos termos do Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, quando exigíveis;

o) Perfil da empresa requerente, dos sócios ou acionistas e das percentagens do capital social detido, quando igual ou superior a 5%, elementos demonstrativos da capacidade técnica, económico-financeira e experiência de que dispõe para assegurar a realização do projeto, bem como o cumprimento das obrigações legais e regulamentares e as derivadas da licença;

p) Informação detalhada e elucidativa da quota de capacidade de produção de eletricidade detida pelo requerente, nos termos do artigo 6.º, bem como declaração, sob compromisso de honra, de que aquando do pedido não se encontra abrangido pelo disposto na alínea e) do n.º 1 do mesmo artigo, ou, estando abrangido, em que medida lhe é o mesmo aplicável, indicando as medidas que se propõe tomar para os efeitos do n.º 2 do artigo 7.º;

q) Parecer favorável do operador de Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, quando o centro eletroprodutor tenha interferência com os domínios ou atividades planeadas daquele operador.

2 - No caso de instalação em centro eletroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem diversa fonte primária mantendo a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente é dispensada a apresentação do título previsto na alínea c) do número anterior que é substituído por autorização do titular da licença preexistente a quem foi atribuído o ponto de injeção na rede a utilizar.

3 - No caso referido no número anterior o pedido é instruído com regulamento interno ou acordo, que estabeleça a gestão da injeção de energia elétrica da RESP, consoante a nova unidade a instalar seja detida ou explorada pela entidade titular do centro eletroprodutor preexistente ou por terceiro.

4 - O projeto de execução do centro eletroprodutor, acompanhado pelo termo de responsabilidade do técnico pela sua elaboração, é entregue em suporte digital e deve compreender:

4.1 - Memória descritiva:

a) Memória descritiva e justificativa indicando a natureza, a importância, a função e as características das instalações e do equipamento, as condições gerais do seu estabelecimento e da sua exploração, os sistemas de ligação à terra, as disposições principais adotadas para a produção de eletricidade, sua transformação, transporte e utilização ou a origem e o destino da energia a transportar e as proteções contra sobreintensidades e sobretensões e os seus cálculos, quando se justifique;

b) Descrição, tipos e características dos geradores de energia elétrica, transformadores e aparelhagem de corte e proteção, bem como das caldeiras, das turbinas e de outros equipamentos;

c) Identificação das coordenadas geográficas dos vértices referentes ao polígono de implantação do centro eletroprodutor, no sistema ETRS89, denominado PT-TM06, para Portugal Continental, em formato vetorial, preferencialmente em formato *shapefile*.

4.2 - Desenhos:

a) Planta geral de localização da instalação referenciada por coordenadas e em escala não inferior a 1:25 000, de acordo com a respetiva norma, indicando a localização das obras principais, tais como geradores ou painéis, subestações, postos de corte, postos de transformação, e referenciadas as vias públicas rodoviárias e ferroviárias, cursos de água, construções urbanas e linhas já existentes;

b) Plantas, alçados e cortes, em escala conveniente, escolhida de acordo com a EN-ISSO 5455, dos locais da instalação, com a disposição do equipamento elétrico e mecânico, em número e com o pormenor suficiente para poder verificar-se a observância das disposições regulamentares de segurança (para instalação de potência instalada superior a 1 MW, estes elementos apenas são apresentados com o pedido de vistoria);

c) Esquemas elétricos gerais das instalações projetadas, com a indicação de todas as máquinas e de todos os aparelhos de medida e proteção e comando, usando os sinais gráficos normalizados.

5 - Todas as peças do projeto são rubricadas pelo técnico responsável, à exceção da última peça em que devem constar a assinatura digital, o nome por extenso e as referências da sua inscrição na entidade competente.

6 - As peças escritas e desenhadas que constituírem o projeto devem ter dimensões normalizadas, ser elaboradas e dobradas de acordo com as normas em vigor e as regras da técnica e ser numeradas ou identificadas por letras e algarismos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Anexo II

Elementos do projeto de centro eletroprodutor a partir de fontes de energia renováveis

[Revogado].

Ver todas as alterações

Revogado pelo Artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Aditado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Anexo III
(a que se refere o n.º 6 do artigo 34.º)

Bases da concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Base I
Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de serviço público e em exclusivo.

2 - Incluem-se no objeto da concessão, designadamente:

a) O transporte de eletricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em média tensão e alta tensão, aos consumidores ligados à RNT e às redes de muito alta tensão às quais a RNT estiver ligada;

b) O planeamento, construção, exploração e manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNT e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação;

c) A gestão das interligações da RNT com a rede internacional de transporte;

d) A gestão técnica global da RNT, incluindo os serviços de sistema;

e) A elaboração, para o médio e longo prazo, de estudos de planeamento integrado de recursos, de estudos prospetivos sobre o equilíbrio oferta-procura e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e de relatórios de monitorização da segurança do abastecimento (RMSA);

f) A elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT);

g) A preparação dos processos tendentes à informação preliminar de afetação de sítios para instalação de novos centros eletroprodutores;

h) O desenvolvimento dos estudos necessários ao cumprimento de outras obrigações decorrentes da legislação aplicável, designadamente os mecanismos associados aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) cessados, à correção de hidraulicidade e aos serviços de interruptibilidade e de garantia de potência ao SEN.

3 - Mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base II
Âmbito da concessão

A concessão da RNT abrange a exploração das infraestruturas da rede de transporte, compreendendo o exercício da atividade de transporte de eletricidade, que inclui a gestão técnica global do sistema.

A área da concessão abrange todo o território do continente.

Base III
Gestão técnica global do SEN

1 - No âmbito da gestão global do SEN, a concessionária deve proceder à coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEN, de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, a qual integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura global de energia elétrica, com o apoio de um controlo em tempo real de instalações e seus componentes por forma a corrigir, em tempo, os desequilíbrios, bem como a coordenação do funcionamento da rede de transporte, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia elétrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a clientes ligados diretamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança, de qualidade e de serviço estabelecidos na legislação e regulamentação nacionais e no quadro de referência da rede interligada da União Europeia;

b) Gestão do mercado de serviços de sistema, a qual integra a operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema com recurso a mecanismos eficientes, transparentes e competitivos para a reserva operacional do sistema e a compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como as liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta função, incluindo a liquidação dos desvios, e a receção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais;

c) Planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta, tendo em conta as interações entre o SEN e o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e as linhas de orientação da política energética nacional, estudos esses que constituem referência para a função de planeamento da RNT e para a operação futura do sistema, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos da lei, na preparação dos RMSA no médio e longo prazo e dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC dos CAE cessados, dos montantes da correção de hidraulicidade, da interruptibilidade e dos incentivos a atribuir no âmbito do mecanismo de garantia de potência;

d) Planeamento da RNT, designadamente no que respeita ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNT, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas da política energética nacional e, em particular, através da preparação dos PDIRT de eletricidade.

2 - Sem prejuízo de outras que sejam definidas por lei ou regulamento, o desempenho das funções previstas no número anterior determina a sujeição da concessionária às seguintes obrigações:

a) Receber de todos os produtores em regime ordinário, dos produtores em regime especial com instalações que tenham uma potência instalada superior a 10 MVA e do operador da rede nacional de distribuição toda a informação necessária para gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada;

b) Receber de todos os operadores de mercado e de todos os agentes que participam em sistemas de contratação bilateral com entrega física de eletricidade a informação necessária para o estabelecimento dos programas de entrada e saída na rede;

c) Disponibilizar previsões de consumo aos agentes de mercado;

d) Proceder à verificação técnica da operação do SEN, tendo em conta os programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado;

e) Identificar as necessidades de serviços de sistema;

f) Operar um mercado de serviços de sistema;

g) Gerir os contratos de fornecimento de serviços de sistema que tenham sido estabelecidos bilateralmente com agentes de mercado, de acordo com regras objetivas, transparentes e não discriminatórias e que promovam a eficiência económica;

h) Prever a utilização dos equipamentos de produção e o nível das reservas hidroelétricas necessários à garantia de segurança do abastecimento, no curto e médio prazo, assim como os correspondentes níveis de risco de rutura de abastecimento;

i) Coordenar as indisponibilidades da rede de transporte e dos centros eletroprodutores e monitorizar as cotas das grandes albufeiras, assim como a utilização da bombagem nos empreendimentos hidroelétricos com ciclos reversíveis, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros eletroprodutores e propor à entidade responsável pela monitorização da segurança do abastecimento reservas mínimas para as albufeiras e verificar o respetivo cumprimento;

j) Determinar a capacidade disponível para fins comerciais das interligações e definir os correspondentes programas de utilização, em coordenação com os operadores de sistemas vizinhos, no curto, médio e longo prazo;

k) Gerir os mecanismos de resolução de congestionamentos na rede e nas interligações;

l) Instalar e operar um sistema de recolha e processamento de dados para acerto de contas entre as diferentes entidades com as quais a concessionária se relaciona;

m) Criar e manter uma plataforma que assegure a gestão da certificação de instalações de cogeração e de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e a emissão das garantias de origem da respetiva produção;

n) Desenvolver, com a regularidade imposta pela legislação aplicável e pela concessão, os estudos necessários à preparação de elementos prospetivos de referência sobre a evolução, no médio e longo prazo, da combinação adequada para a oferta de energia e do necessário equilíbrio entre a procura de eletricidade e as respetivas infraestruturas de oferta;

o) Colaborar com a DGEG na preparação dos RMSA de eletricidade, no médio e longo prazo;

p) Desenvolver os estudos e, sempre que tal lhe for solicitado pelo concedente ou decorra da lei, efetuar os cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC dos CAE cessados, dos montantes da correção de hidraulicidade, da interruptibilidade e incentivos a atribuir no âmbito dos mecanismos de garantia de potência;

q) Desenvolver, com a regularidade necessária, os estudos de suporte ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNT;

r) Preparar, de acordo com a legislação aplicável, os PDIRT de eletricidade;

s) Desenvolver e manter atualizadas as metodologias e os modelos necessários à obtenção da informação de base e à realização dos estudos, relatórios e planos referidos nas alíneas anteriores.

3 - A concessionária deve sempre dispor, na área da concessão indicada na base ii, dos meios e recursos técnicos e humanos apropriados, incluindo no plano dos sistemas de informação, bem como ter disponíveis os recursos financeiros necessários em cada momento para aquele efeito, de modo a assegurar, de acordo com elevados padrões de qualidade, a prossecução das funções e o cumprimento das obrigações a que se referem os números anteriores e a recolha, tratamento e disponibilização da informação prevista nos n.os 4 e 5.

4 - A concessionária deve proceder à elaboração, recolha, tratamento e conservação de todas as informações e documentos relevantes para o exercício da atividade de gestão global do SEN.

5 - As informações e documentos a que se refere o número anterior dizem respeito, designadamente, à caracterização técnica e da operação do SEN, às previsões de curto, médio e longo prazo sobre a evolução da oferta de energia e o equilíbrio entre a procura de eletricidade e as respetivas infraestruturas de oferta, aos PDIRT, aos RMSA, aos CMEC, ao mecanismo de correção de hidraulicidade, à interruptibilidade e aos serviços de garantia de potência.

6 - O exercício da atividade de gestão global do SEN desenvolve-se nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis, designadamente do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento de Operações das Redes, do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, bem como destas bases e do contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base IV
Prazo da concessão

1 - A concessão tem a duração de 50 anos, contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - A concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar.

3 - A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária, pelo concedente, através da DGEG, com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

4 - O disposto no número anterior não impede que o concedente e a concessionária acordem, até ao termo do respetivo prazo, na renovação da concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base V
Serviço público

1 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

3 - A concessão é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base VI
Princípios aplicáveis às relações com os produtores, distribuidores, comercializadores e outros utilizadores das redes

1 - A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores, comercializadores e outros utilizadores da rede que não resultem de condicionalismos legais ou regulamentares ou da aplicação de critérios decorrentes de uma conveniente e adequada gestão técnica do SEN, bem como de condicionalismos de natureza contratual, desde que sancionados pela DGEG e pela ERSE, em função das suas competências.

2 - A concessionária deve manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo II
Bens e meios afetos à concessão

Base VII
Bens da concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de muito alta tensão, as interligações e as instalações do despacho nacional, designadamente:

a) Linhas, subestações, postos de seccionamento e instalações anexas;

b) Os terrenos de que a concessionária é proprietária afetos aos sítios dos centros electroprodutores, identificados como vinculados nos Decretos-Leis n.ºs 183/95, de 27 de julho, e 198/2003, de 2 de setembro;

c) Instalações afetas ao despacho nacional, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento;

d) Instalações de telecomunicações, telecontagem e telecomando afetas ao transporte e à coordenação do sistema electroprodutor.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) Outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão;

c) As relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de transporte através de redes situadas no exterior da área da concessão.

Base VIII

Instalações da rede de muito alta tensão

1 - A rede de muito alta tensão é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por centros electroprodutores a ela ligados e através das interligações;

b) Transmissão de eletricidade;

c) Entrega de eletricidade a distribuidores;

d) Entrega de eletricidade a clientes finais abastecidos em muito alta tensão.

2 - Podem ser exploradas pela concessionária da RNT as linhas de alta tensão e as instalações de receção em alta tensão da eletricidade produzida em centros electroprodutores a ela ligados.

3 - Fazem igualmente parte da rede de muito alta tensão os equipamentos de controlo e medição instalados nos pontos de ligação de centros electroprodutores que tenham uma potência instalada superior a 10 MVA e que estejam ligados fisicamente a uma rede de distribuição.

4 - As instalações referidas no n.º 1 integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à RNT ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

Base IX

Interligações da RNT

As interligações da RNT são constituídas pelas linhas de muito alta tensão que estabelecem as ligações na rede interligada.

Base X

Instalações do despacho nacional

1 - O despacho nacional é constituído pelas instalações especificamente destinadas à realização do despacho de:

a) Centros electroprodutores;

b) Instalações da rede de muito alta tensão;

c) Interligações;

d) Instalações providas de sistemas de interruptibilidade.

2 - As instalações do despacho nacional incluem ainda os equipamentos e as instalações de teleserviço e de telecomunicações.

Base XI

Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém atualizado e à disposição do concedente.

2 - No inventário a que se refere o número anterior mencionam-se os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão, nos termos previstos no contrato de concessão.

Base XII

Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e os meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

Base XIII

Propriedade ou posse dos bens

1 - A concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que integram a concessão até à extinção desta.

2 - Exclui-se do número anterior a posse dos sítios dos centros eletroprodutores, quando, nos termos da legislação aplicável, tenha sido transmitida para os respetivos produtores.

3 - Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o Estado nos termos previstos nas presentes bases.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XIII-A

Objeto social, sede e ações da sociedade

1 - A concessionária deve ter como objeto social principal, ao longo de todo o período de duração da concessão, o exercício das atividades integradas no objeto da concessão, devendo manter ao longo do mesmo período a sua sede em Portugal e a forma de sociedade anónima, regulada pela lei portuguesa.

2 - O objeto social da concessionária pode incluir o exercício de outras atividades para além das que integram o objeto da concessão e, bem assim, a participação no capital de outras sociedades desde que seja respeitado o disposto nas presentes bases e na legislação aplicável ao setor da eletricidade.

3 - Todas as ações representativas do capital social da concessionária são obrigatoriamente nominativas.

4 - A oneração e a transmissão de ações representativas do capital social da concessionária dependem, sob pena de nulidade, de autorização prévia do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual não pode ser infundadamente recusada e se considera tacitamente concedida se não for recusada, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

5 - Excetua-se do disposto no número anterior a oneração de ações efetuada em benefício das entidades financiadoras da atividade que integra o objeto da concessão e no âmbito dos contratos de financiamento que venham a ser celebrados pela concessionária para o efeito, desde que as entidades financiadoras assumam, nos referidos contratos, a obrigação de obter a autorização prévia do concedente em caso de execução das garantias de que resulte a transmissão a terceiros das ações oneradas.

6 - A oneração de ações referida no número anterior é comunicada ao concedente no prazo de 30 dias a contar da data da constituição da mesma, devendo ser enviada ao concedente cópia autenticada do documento que formaliza a oneração, bem como informação detalhada sobre quaisquer outros termos e condições que sejam estabelecidos.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Base XIII-B

Deliberações e acordos entre acionistas

1 - Sem prejuízo de outras limitações previstas nas presentes bases e no contrato de concessão, ficam sujeitas a autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, as deliberações relativas à alteração do objeto social e à transformação, fusão, cisão ou dissolução da sociedade concessionária.

2 - Os acordos parassociais celebrados entre os acionistas da concessionária, bem como as respetivas alterações, devem ser objeto de aprovação prévia pelo concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As autorizações e aprovações previstas na presente base não podem ser infundadamente recusadas e consideram-se tacitamente concedidas se não forem recusadas, por escrito, no prazo de 60 dias a contar a partir da data da respetiva solicitação.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XIII-C

Financiamento

1 - A concessionária é responsável pela obtenção do financiamento necessário ao desenvolvimento do objeto da concessão, por forma a cumprir cabal e atempadamente todas as obrigações que assume no contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve manter no final de cada ano um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo III

Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

Base XIV

Obrigações da concessionária

1 - A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no corpo deste decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

2 - A concessionária deve explorar a concessão mediante o exercício das atividades estabelecidas na base II e das funções que as integram, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

3 - A concessionária obriga-se, em particular, a respeitar as disposições legais em matéria de certificação pela ERSE, nos termos e condições previstos nos artigos 25.º-A a 25.º-F do

Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e nas normas que as venham a regulamentar, bem como a substituir, e a assegurar que pratica todos os atos e diligências necessários, nomeadamente, prestando toda a informação e documentação relevante ou que lhe seja solicitada pelo concedente ou pela ERSE, com vista a garantir a obtenção e a manutenção da referida certificação.

4 - O não cumprimento das obrigações previstas no número anterior constitui incumprimento do contrato de concessão, incluindo para efeitos do disposto na base XXXII.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XV

Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 - A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores ligados à RNT e a entregar a eletricidade ao distribuidor em AT e MT e aos clientes ligados à RNT nas condições estabelecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 - A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas por razões de interesse público ou de serviço ou por facto imputável ao produtor, ao distribuidor em AT e MT ou ao cliente ligado à RNT.

Base XVI

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 - A receção ou a entrega de eletricidade pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação e reparação ou conservação da rede, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 - Na situação prevista nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de trinta e seis horas o distribuidor em AT e MT e os clientes ligados à RNT que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja a necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 - A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Base XVII

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 - A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade ao distribuidor ou a clientes ligados à RNT que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 - A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais.

Base XVIII
Interrupção da receção de eletricidade de centros electroprodutores

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XIX
Projetos

1 - Constituem obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e a expansão da rede de transporte de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento da RNT.

2 - A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica qualquer responsabilidade para este derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

3 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XX
Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XXI
Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Base XXII
Informações

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da DGEG, todos os documentos e outros elementos de informação relativos à concessão que este entenda dever solicitar-lhe, em particular no que respeita aos obtidos no âmbito do exercício da atividade de gestão global do SEN, nos termos da base III.

2 - As informações e documentos solicitados pelo concedente devem ser fornecidos no prazo de 10 dias úteis, salvo se for por este fixado um prazo diferente, por decisão fundamentada.

3 - A não prestação ou a prestação de informações falsas, inexatas ou incompletas, em resposta ao pedido do concedente, no prazo por este fixado, constitui incumprimento do contrato de concessão, designadamente para efeitos da base XXXII.

4 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista na lei aplicável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIII

Supervisão, acompanhamento e fiscalização

1 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, designadamente à ERSE, cabe à DGEG o exercício dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis e do contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 e sempre que exista motivo atendível, o concedente pode, nomeadamente:

a) Inquirir os representantes legais e quaisquer colaboradores da concessionária, bem como solicitar-lhes os documentos e outros elementos de informação que entenda necessários ou convenientes;

b) Aceder livremente às instalações da concessionária e proceder à busca, exame, tratamento e recolha de cópias ou extratos dos documentos e outras informações na posse da concessionária que julgue necessários ou convenientes, incluindo através dos respetivos sistemas de informação;

c) Requerer à concessionária a realização dos estudos, testes ou simulações, incluindo com recurso aos respetivos sistemas de informação, que se enquadrem no exercício das funções da concessionária, bem como acompanhar e participar ativamente na sua preparação e realização, designadamente no âmbito da definição dos princípios de base da política energética;

d) Emitir ordens, determinações, diretivas ou instruções, no âmbito dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização.

4 - O concedente pode recorrer a entidades terceiras devidamente qualificadas para a prestação de assistência técnica que repute conveniente no âmbito do exercício das funções de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, as quais gozam dos poderes referidos no número anterior após comunicação à concessionária para o efeito.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIV

Auditoria

O operador da rede de transporte fica sujeito a auditoria da DGEG e da ERSE, em função das suas competências.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXV
Responsabilidade civil

1 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 - A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do número anterior, sendo o seu montante mínimo fixado por portaria membro do Governo responsável pela área da energia, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística.

3 - O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

4 - A concessionária deve apresentar na DGEG os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXVI
Medidas de proteção

1 - Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 - Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à DGEG, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, ao Serviço Nacional de Bombeiros e Proteção Civil.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo IV
Direitos da concessionária

Base XXVII
Utilização do domínio público

1 - No estabelecimento de instalações da rede de transporte ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do Estado e das autarquias locais, incluindo os do domínio público, nos termos da lei.

2 - A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos ou de despacho ministerial, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

Base XXVIII
Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pelo diretor-geral de Geologia e Energia dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou

instalações da rede de transporte, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

Base XXIX
Remuneração

1 - Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

2 - A concessionária é responsável, nos termos das presentes bases e do contrato de concessão, por todos os riscos inerentes à concessão, sem prejuízo do disposto na legislação aplicável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo V
Garantias do cumprimento do contrato de concessão

Base XXX
Caução

1 - Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se o membro do Governo responsável pela área da energia assim o determinar, prestar uma caução até ao valor de (euro) 50 000 000.

2 - Nos casos em que a concessionária não tenha pago e não tenha contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 - A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 - A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG ou por qualquer outra forma prevista na lei.

6 - A obrigação de prestação da caução não é exigível à concessionária enquanto esta for detida ou se encontre no controlo efetivo do Estado.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXI
Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 - Consideram-se unicamente casos de força maior os acontecimentos imprevisíveis cujos efeitos se produzam independentemente da vontade ou das circunstâncias pessoais da concessionária.

4 - Constituem, nomeadamente, casos de força maior atos de guerra, hostilidades ou invasão, terrorismo, epidemias, radiações atómicas, graves inundações, raios, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais que afetem a atividade objeto da concessão.

5 - A ocorrência de um caso de força maior tem por efeito exonerar a concessionária da responsabilidade pelo não cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão que sejam afetadas pela ocorrência do mesmo, na estrita medida em que o respetivo cumprimento pontual e atempado tenha sido efetivamente impedido ou, salvo no que respeita à segurança das populações, se torne excessivamente oneroso.

6 - A concessionária fica obrigada a comunicar ao concedente a ocorrência de qualquer evento qualificável como caso de força maior, bem como a indicar, no mais curto prazo possível, quais as obrigações emergentes do contrato de concessão cujo cumprimento, no seu entender, se encontra impedido ou dificultado por força de tal ocorrência e, bem assim, se for o caso, as medidas que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida, a fim de mitigar o impacte do referido evento e os respetivos custos.

7 - Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

8 - Enquanto a retoma normal das obrigações suspensas não for possível, subsistem as obrigações da concessionária na medida em que a sua execução seja materialmente possível.

9 - A concessionária deve mitigar, por qualquer meio razoável e apropriado ao seu dispor, os efeitos da verificação de um caso de força maior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXII

Multas contratuais

1 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o incumprimento pela concessionária das obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão pode ser sancionado, por decisão do concedente, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante varia até (euro) 10 000 000, em função da gravidade da infração cometida, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha empreendido na superação das consequências.

2 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o não cumprimento do disposto nas bases XXII e XXIII sujeita ainda a concessionária às seguintes sanções:

a) Ao pagamento de multa até ao montante de (euro) 5 000 000, variando o respetivo montante em função da relevância dos documentos ou informações para o funcionamento do SEN, do carácter reiterado ou ocasional do incumprimento, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha empreendido na superação de consequências;

b) Em alternativa e quando tal se justifique, a uma sanção pecuniária compulsória, num montante que não exceda 5% do montante máximo da multa que seria aplicável nos termos

da alínea anterior, por dia de atraso, a contar da data fixada na decisão do concedente que determinou a prestação das informações, até ao montante máximo global de (euro) 5 000 000.

3 - A aplicação de multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias depende de notificação prévia da concessionária pelo concedente para reparar o incumprimento e do não cumprimento, pela concessionária, do prazo de reparação fixado nessa notificação nos termos do número seguinte, ou da não reparação integral da falta no mesmo prazo.

4 - O prazo de reparação do incumprimento é fixado pelo concedente de acordo com critérios de razoabilidade e deve ter sempre em atenção a defesa do interesse público e a manutenção em funcionamento da concessão.

5 - A concessionária pode, no prazo fixado na notificação a que se refere o n.º 3, e em momento anterior ao da aplicação de quaisquer multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias, exercer por escrito o seu direito de defesa.

6 - É da competência do diretor-geral de energia e geologia a aplicação das multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias.

7 - Caso a concessionária não proceda ao pagamento voluntário das multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias que lhe forem aplicadas no prazo de 20 dias a contar da sua fixação e notificação pelo concedente, este pode utilizar a caução para pagamento das mesmas.

8 - O valor máximo das multas estabelecido nas presentes bases é automaticamente atualizado em janeiro de cada ano, de acordo com o índice de preços ao consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, referente ao ano anterior.

9 - A aplicação de multas ou sanções pecuniárias compulsórias não prejudica a aplicação de outras sanções contratuais, nem isenta a concessionária de responsabilidade civil, criminal e contraordenacional em que incorrer perante o concedente ou terceiro.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXIII
Sequestro

1 - O concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode tomar conta da concessão quando se verifiquem graves deficiências na respetiva organização e funcionamento, no estado geral das instalações e dos equipamentos, ou no cumprimento das suas obrigações enquanto gestor global do SEN, que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço ou a segurança do abastecimento do SEN.

2 - Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 - Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 - Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode membro do Governo responsável pela área da energia determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o membro do Governo responsável pela área da energia ordenar novo sequestro ou determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VI
Alteração e extinção do contrato de concessão

Base XXXIV
Alteração do contrato de concessão

1 - As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

2 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 - Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde que a concessionária, neste último caso, faça a prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

Base XXXV
Extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o Estado e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afetos, nos termos das presentes bases.

3 - Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A tomada de posse da concessão pelo Estado é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam*, realizada pela DGEG, a que assistem representantes da concessionária.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVI
Resolução do contrato por incumprimento

1 - O concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, pode resolver o contrato de concessão no caso de violação grave, não sanada ou não sanável, das obrigações contratuais da concessionária e, nomeadamente, mediante a verificação dos seguintes factos ou situações:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, repetida desobediência às determinações, ordens, diretivas ou instruções do concedente nos termos do contrato de concessão, nomeadamente no que respeita ao fornecimento de informações e documentos solicitados pelo concedente, ou sistemática inobservância das leis e regulamentos aplicáveis à exploração da concessão, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 - Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior.

3 - A resolução do contrato de concessão pelo concedente ao abrigo do disposto no n.º 1 implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente sem qualquer indemnização e, bem assim, a perda da caução prestada em garantia do pontual e integral cumprimento do contrato, sem prejuízo do direito de o concedente ser indemnizado pelos prejuízos sofridos, nos termos gerais de direito.

4 - Verificando-se um dos casos de incumprimento referidos no número anterior ou qualquer outro que, nos termos do disposto no n.º 1, possa motivar a resolução da concessão, o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, deve notificar a concessionária para, no prazo que razoavelmente lhe seja fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências dos seus atos, exceto tratando-se de uma violação não sanável.

5 - Caso a concessionária não cumpra as suas obrigações ou não corrija ou repare as consequências do incumprimento nos termos determinados pelo concedente, este pode resolver o contrato de concessão mediante comunicação enviada à concessionária, por carta registada com aviso de receção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 - A comunicação da decisão de resolução referida no número anterior produz efeitos imediatos, independentemente de qualquer outra formalidade.

7 - A concessionária pode resolver o contrato de concessão com fundamento em incumprimento grave das obrigações do concedente, se daí resultarem perturbações que ponham em causa o exercício da atividade concedida.

8 - A resolução prevista no número anterior implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente, sem prejuízo do direito da concessionária de ser ressarcida dos prejuízos que lhe foram causados, incluindo o valor dos investimentos efetuados e lucros cessantes calculados nos termos previstos para o resgate na base XXXVI.

9 - A concessionária não pode resolver o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

10 - A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada com aviso de receção.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVII

Resgate da concessão

1 - O Estado pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam 10 anos sobre a data do início do respetivo prazo.

2 - O resgate da concessão processa-se mediante carta registada com aviso de receção com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 - Decorrido o período de aviso de resgate, o Estado assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso, desde que tenham sido autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A assunção de obrigações por parte do Estado é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 - Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 - O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 - Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVIII

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 - A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes bases.

2 - Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6, 7 e 8 da base anterior.

Base XXXIX

Procedimento para termo da concessão

1 - O Estado reserva-se o direito de tomar nos últimos dois anos do prazo da concessão as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da

concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 - Se no termo da concessão o Estado não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou à entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro negócio jurídico.

3 - Em caso de extinção da concessão, transferem-se para o concedente os direitos detidos pela concessionária sobre terceiros que se revelem necessários para a continuidade da prestação do serviço concedido e, em geral, à tomada de medidas tendentes a evitar a interrupção da prestação do serviço público concessionado.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XL

Transmissão e oneração da concessão e dos respetivos bens

1 - Sob pena de nulidade e ineficácia dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão e, bem assim, os direitos e os bens, móveis e imóveis, afetos à mesma.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 - Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e ineficazes, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 - O produto da venda dos bens ou direitos da concessão transmitidos reverte a favor da mesma sempre que tiverem sido adquiridos ou custeados através da atribuição de quaisquer incentivos ou se tiverem sido remunerados através de tarifas reguladas.

5 - No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 - Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o Estado assumi-los-á desde que o membro do Governo responsável pela área da energia haja autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VII
Composição de litígios

Base XLI
Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

Base XLII
Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de transporte

1 - A concessionária, os produtores, os distribuidores e os comercializadores de eletricidade, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à RNT, podem celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos ou aderir a processos de arbitragem.

2 - Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 - A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

Base XLIII
Disposição transitória

A Rede Eléctrica Nacional, S. A., enquanto titular da concessão da RNT, fica autorizada a transmitir para os produtores os terrenos que constituem os sítios dos centros electroprodutores vinculados, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de setembro, e na Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, com exceção dos que integram o domínio público hídrico.

Anexo IV
(a que se refere o n.º 6 do artigo 38.º)

Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Base I
Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em AT e MT (RND) em regime de serviço público, em exclusivo.

2 - Mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base II
Âmbito da concessão

1 - A concessão da RND abrange a exploração das infraestruturas das redes de distribuição de eletricidade em AT e MT, compreendendo o exercício das seguintes atividades:

a) Distribuição de eletricidade;

b) Comercialização das redes.

2 - As atividades previstas no número anterior e as funções que as integram são exercidas nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

3 - A área da concessão abrange todo o território do continente.

Base III
Prazo da concessão

1 - A concessão tem a duração de 35 anos, contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - A concessão pode ser renovada se o interesse público o justificar.

3 - A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária, pelo concedente, através da DGGE, com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

4 - O disposto no número anterior não impede que o concedente e a concessionária acordem, até ao termo do respetivo prazo, na renovação da concessão.

Base IV
Serviço público

1 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

3 - A concessão é atribuída mediante contrato de concessão, no qual outorga o membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base V
Princípios aplicáveis às relações com a concessionária da RNT, produtores, distribuidores em BT, comercializadores e outros utilizadores das redes

1 - A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, distribuidores em BT, comercializadores e outros utilizadores da sua rede que não resultem de condicionalismos legais ou regulamentares ou da aplicação de critérios decorrentes de uma conveniente e adequada gestão técnica do SEN, bem como de condicionalismos de natureza contratual, desde que sancionadas pela DGEG, pelas direções regionais de economia e pela ERSE em função das suas competências.

2 - A concessionária deve manter um registo das queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo II
Bens e meios afetos à concessão

Base VI
Bens da concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de média e alta tensão e as interligações, designadamente:

a) Linhas, subestações e postos de seccionamento;

b) Instalações afetas ao despacho e à condução da rede de distribuição, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento;

c) Instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à distribuição.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão.

3 - As relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de distribuição através de redes situadas no exterior da área da concessão.

Base VII
Instalações da rede de média e alta tensão

1 - A rede de média e alta tensão é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por centros electroprodutores a ela ligados, da RNT e através das interligações;

b) Transmissão de eletricidade;

c) Entrega de eletricidade a distribuidores em BT, incluindo os equipamentos de controlo e medição;

d) Entrega de eletricidade a clientes finais abastecidos em alta e média tensão, incluindo os equipamentos de controlo e medição.

2 - Fazem igualmente parte da rede de alta e média tensão os equipamentos de controlo e medição instalados nos pontos de ligação de centros electroprodutores que tenham uma potência instalada inferior a 10 MVA e que estejam ligados fisicamente à RND.

3 - As instalações referidas no n.º 1 integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à RND ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

Base VIII
Interligações da RND

As interligações da RND são constituídas pelas linhas de AT e MT que estabelecem as ligações na rede interligada.

Base IX
Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém atualizado e à disposição do concedente.

2 - No inventário a que se refere o número anterior, mencionam-se os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão, nos termos previstos no contrato de concessão.

Base X
Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

Base XI
Propriedade ou posse dos bens

1 - A concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que integram a concessão até à extinção desta.

2 - Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o Estado nos termos previstos nas presentes bases.

Capítulo III
Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

Base XII
Obrigações da concessionária

1 - A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no corpo deste decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

2 - A concessionária deve explorar a concessão mediante o exercício das atividades estabelecidas na base II e das funções que as integram, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

Base XIII
Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 - A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores ligados à RND e a entregar eletricidade aos distribuidores em BT e aos clientes ligados à RND nas condições estabelecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 - A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas por razões de interesse público ou de serviço ou por facto imputável ao produtor ligado à RND, à RNT, ao distribuidor em BT ou ao cliente ligado à RND.

Base XIV

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 - A receção ou a entrega de eletricidade pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 - Na ocorrência do disposto nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de trinta e seis horas o distribuidor em BT e os clientes ligados à RND que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 - A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária, caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Base XV

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 - A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade ao distribuidor ou a clientes ligados à RND que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 - A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais.

Base XVI

Interrupção da receção de centros electroprodutores

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XVII

Projetos

1 - Constituem obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

2 - A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica qualquer responsabilidade para este derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

3 - A aprovação dos projetos é feita através do processo de licenciamento previsto no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

4 - O planeamento das redes de distribuição em AT e MT processa-se nos termos estabelecidos na legislação aplicável e no Regulamento de Operação das Redes.

Base XVIII

Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XIX

Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Base XX

Informações

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da DGEG, todos os elementos relativos à concessão que esta entenda dever solicitar-lhe.

2 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista no decreto-lei que integra as presentes bases e nos regulamentos nelas previstos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXI

Fiscalização

1 - Sem prejuízo dos poderes cometidos a outras entidades, nomeadamente à ERSE, cabe à DGEG a fiscalização da concessão, nomeadamente do cumprimento das disposições legais e do contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXII

Auditoria

O operador da rede de distribuição fica sujeito a auditoria da DGEG e da ERSE, em função das suas competências.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIII

Responsabilidade civil

1 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 - A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do número anterior, sendo o seu montante mínimo fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística.

3 - O capital seguro pode ser revisto em função de alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

4 - A concessionária deve apresentar na DGEG os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIV
Medidas de proteção

1 - Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 - Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à direção regional de economia respetiva, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, ao Serviço Nacional de Bombeiros e de Proteção Civil.

Capítulo IV
Direitos da concessionária

Base XXV
Utilização do domínio público

1 - No estabelecimento de instalações da rede de distribuição ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do Estado e das autarquias locais, incluindo os do domínio público, nos termos da lei.

2 - A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos ou de despacho ministerial, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

Base XXVI
Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pela entidade licenciadora competente dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou instalações da rede de distribuição, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

Base XXVII
Remuneração

Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

Capítulo V
Garantias do cumprimento do contrato de concessão

Base XXVIII
Caução

1 - Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se o membro do Governo responsável pela área da energia assim o determinar, prestar uma caução no valor até (euro) 25 000 000.

2 - Nos casos em que a concessionária não tenha pago e não tenha contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 - A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 - A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG ou por qualquer outra forma prevista na lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIX
Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 - A concessionária deve informar a DGEG o mais rapidamente possível da ocorrência de qualquer facto previsto no número anterior, por qualquer meio de comunicação adequado, devendo confirmar por carta na qual indique as medidas essenciais que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida.

4 - Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXX
Multas contratuais

1 - Pelo incumprimento de obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão, pode a concessionária ser punida com multa até (euro) 10 000 000, variando o respetivo montante em função do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que tenha posto na superação das consequências.

2 - A aplicação das multas previstas no número anterior é da competência do diretor-geral de Geologia e Energia.

3 - As multas que não forem pagas voluntariamente ou cuja reclamação não tenha sido atendida podem, decorridos 30 dias sobre a respetiva notificação, ser levantadas da caução a que se refere a base XVIII, desde que o levantamento seja precedido de despacho do membro do Governo responsável pela área, sob proposta do diretor-geral de Geologia e Energia.

4 - O pagamento das multas não isenta a concessionária da responsabilidade civil, criminal ou contraordenacional em que incorrer.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXI
Sequestro

1 - O concedente, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode tomar conta da concessão quando se verificarem graves deficiências na respetiva organização e no funcionamento ou no estado geral das instalações e dos equipamentos que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço.

2 - Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 - Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 - Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode o membro do Governo responsável pela área da energia determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o membro do Governo responsável pela área da energia ordenar novo sequestro ou determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VI
Alteração e extinção do contrato de concessão

Base XXXII
Alteração do contrato de concessão

1 - As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo, desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

2 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, continuidade e qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 - Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde

que a concessionária, neste último caso, faça prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

Base XXXIII
Extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o Estado e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado, consoante os casos, dos bens e meios a ela afetos, nos termos das presentes bases.

3 - Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A tomada de posse da concessão pelo Estado é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam*, realizada pela DGEG, a que assistem representantes da concessionária.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXIV
Resolução do contrato por incumprimento

1 - O concedente, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, pode rescindir o contrato quando ocorra qualquer dos seguintes factos:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da fiscalização, repetida desobediência às determinações do concedente ou sistemática inobservância das leis e dos regulamentos aplicáveis à exploração, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 - Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior, os que o concedente, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, aceite como justificados.

3 - Quando as faltas forem causadas por mera negligência e suscetíveis de correção, o concedente não rescinde o contrato de concessão sem previamente avisar a concessionária para, num prazo razoável que lhe for fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências da sua negligência.

4 - No caso de pretender rescindir o contrato, designadamente pelo facto referido na alínea f) do n.º 1, o concedente deve ainda notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes for determinado, nunca superior a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à resolução, desde que o concedente com ela concorde.

5 - A concessionária não pode rescindir o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

6 - A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada com aviso de receção.

7 - As penalidades por resolução do contrato de concessão, bem como as eventuais indemnizações, são estabelecidas no contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXV

Resgate da concessão

1 - O Estado pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam 10 anos sobre a data de início do respetivo prazo.

2 - O resgate da concessão processa-se mediante carta registada com aviso de receção, com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 - Decorrido o período de aviso de resgate, o Estado assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso, desde que tenham sido autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A assunção de obrigações por parte do Estado é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 - Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 - O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 - Na determinação da indemnização apenas devem ser considerados os bens que tenham sido aprovados pela ERSE para os efeitos de fixação das tarifas de eletricidade.

8 - Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVI

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 - A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o Estado nos termos das presentes bases.

2 - Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o Estado paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6, 7 e 8 da base anterior.

Base XXXVII

Procedimento para termo da concessão

1 - O Estado reserva-se o direito de tomar, nos últimos dois anos do prazo da concessão, as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 - Se no termo da concessão o Estado não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou à entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro título contratual.

Base XXXVIII

Transmissão e oneração de concessão

1 - Sob pena de nulidade dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações contra o disposto nos respetivos estatutos.

3 - No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

4 - Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o Estado assumi-los-á desde que o Ministro da Economia haja autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VII

Composição de litígios

Base XXXIX

Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

Base XL

Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de distribuição

1 - A concessionária, os produtores, os distribuidores em BT, os comercializadores de eletricidade e a concessionária da RNT, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à RND, podem celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos ou aderir a processos de arbitragem, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 - A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

Anexo V
(a que se refere o n.º 5 do artigo 42.º)

Bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Base I

Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da rede municipal de distribuição de eletricidade em BT em regime de serviço público, em exclusivo.

2 - Mediante autorização da câmara municipal, solicitada caso a caso, a concessionária pode exercer outras atividades com fundamento no proveito daí resultante para o interesse da concessão.

Base II

Âmbito da concessão

1 - A concessão da rede municipal de distribuição de eletricidade em BT integra a operação da respetiva rede e compreende:

a) A exploração e a manutenção da rede de distribuição;

b) A gestão dos fluxos de eletricidade na rede;

c) O planeamento, a construção e a gestão técnica da rede.

2 - A área da concessão não pode ser superior à área de um município ou de um grupo de municípios agrupados nos termos da legislação em vigor.

Base III

Prazo da concessão

1 - A concessão tem a duração de 20 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - O prazo de concessão é estabelecido no caderno de encargos do concurso para a atribuição da respetiva concessão.

Base IV
Serviço público

1 - A concessão é exercida em regime de serviço público, sendo as suas atividades consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - No âmbito da concessão, a concessionária deve desempenhar as atividades de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço, devendo adotar, para o efeito, os melhores meios e tecnologias geralmente utilizados no setor elétrico.

Base V
Princípios aplicáveis às relações com os produtores, o distribuidor em AT e MT, os comercializadores e outros utilizadores das redes

1 - A concessionária não pode estabelecer diferenças de tratamento nas suas relações com os produtores, os distribuidores em AT e MT, os comercializadores e outros utilizadores da sua rede que não resultem de condicionalismos legais ou regulamentares ou da aplicação de critérios decorrentes de uma conveniente e adequada gestão técnica do SEN, bem como de condicionalismos de natureza contratual, desde que sancionadas pela DGEG, pelas direções regionais de economia e pela ERSE, em função das suas competências.

2 - A concessionária deve manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelas entidades referidas no número anterior.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base VI
Contrato de concessão

1 - A concessão é atribuída mediante contrato de concessão celebrado entre o município concedente, outorgado pela respetiva câmara municipal, e a entidade adjudicatária selecionada na sequência da realização de concurso público.

2 - O contrato de concessão tem por base um contrato tipo aprovado por portaria dos Ministros da Economia e da Inovação, das Finanças e da Administração Interna, ouvida a Associação Nacional dos Municípios Portugueses e a ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base VII
Remuneração das concessões

Os municípios concedentes têm direito, de acordo com os termos previstos no artigo 44.º do corpo do presente decreto-lei, a receber das concessionárias o pagamento de uma remuneração anual.

Capítulo II
Bens e meios afetos à concessão

Base VIII
Bens da concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a rede de baixa tensão e as interligações, designadamente:

a) Linhas, cabos e ramais de BT;

b) Postos de transformação e instalações anexas;

c) [Revogada];

d) Instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à distribuição em BT.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;

b) Outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão.

3 - As relações jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de receção e de entrega de eletricidade, bem como os direitos de distribuição através de redes situadas no exterior da área da concessão.

4 - A rede de iluminação pública pode, mediante decisão do concedente, integrar os bens da concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 - Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03, em vigor a partir de 2019-06-04

Base IX

Instalações da rede de baixa tensão

1 - A rede de baixa tensão é constituída pelas instalações de:

a) Receção da eletricidade produzida por produtores a ela ligados e da RND;

b) Transmissão de eletricidade;

c) Entrega de eletricidade a clientes abastecidos em baixa tensão.

2 - As instalações referidas no número anterior integram os bens a elas afetos, devendo os limites das instalações que se ligam à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT ser especificados nos documentos que aprovam o respetivo projeto, nos termos do Regulamento de Licenças para as Instalações Elétricas.

Base X

Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar um inventário do património afeto à concessão, que mantém atualizado e à disposição do concedente.

2 - No inventário a que se refere o número anterior devem ser mencionados os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários às atividades concedidas são abatidos ao inventário da concessão nos termos do respetivo contrato.

Base XI

Manutenção dos bens e meios afetos à concessão

A concessionária deve, durante o prazo de vigência da concessão, manter, a expensas suas, em bom estado de funcionamento, conservação e segurança os bens e meios a ela afetos, efetuando para tanto as reparações, renovações e adaptações necessárias ao bom desempenho do serviço concedido.

Base XII

Propriedade ou posse dos bens

1 - Sem prejuízo dos bens do concedente afetos à concessão, a concessionária detém a propriedade ou posse dos bens que a integram até à extinção da concessão.

2 - Com extinção da concessão, os bens a ela afetos revertem para o município nos termos previstos nas presentes bases.

3 - Excluem-se da transmissão referida no número anterior os bens que integram o domínio do Estado.

Capítulo III

Obrigações, responsabilidades e fiscalização da concessionária

Base XIII

Obrigações da concessionária

A concessionária está obrigada ao cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no corpo do decreto-lei, nas presentes bases, na demais legislação e em regulamentação aplicável, bem como no contrato de concessão.

Base XIV

Obrigação de receção e de entrega de eletricidade

1 - A concessionária é obrigada a receber a eletricidade produzida pelos produtores ligados à RMD e a entregar eletricidade aos clientes ligados à RMD, nas condições estabelecidas no presente decreto-lei, no contrato de concessão, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

2 - A receção e a entrega de eletricidade, salvo caso fortuito ou de força maior, só podem ser interrompidas por razões de interesse público ou de serviço ou por facto imputável ao cliente.

Base XV

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 - A receção ou a entrega de eletricidade podem ser interrompidas por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência energética declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - A interrupção da receção ou da entrega de eletricidade por razões de serviço num determinado ponto de entrega tem lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa.

3 - Na ocorrência do disposto nos números anteriores, a concessionária deve avisar com a antecedência mínima de trinta e seis horas os clientes ligados à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT que possam vir a ser afetados, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de deslastrar cargas, automática ou manualmente, para garantir a segurança do sistema elétrico.

4 - A ocorrência das situações referidas nos n.os 1 e 2 dá origem a indemnização por parte da concessionária, caso esta não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Base XVI

Interrupção por facto imputável ao distribuidor ou ao cliente

1 - A concessionária pode interromper a entrega de eletricidade a clientes ligados à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 - A concessionária pode ainda interromper a entrega de eletricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais, na observância do disposto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho.

Base XVII

Interrupção da receção de produtores em BT

A concessionária pode interromper a receção da eletricidade produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XVIII

Planos de desenvolvimento

1 - A concessionária deve elaborar o plano de desenvolvimento da rede de distribuição em BT, nos termos estabelecidos no contrato de concessão.

2 - A concessionária deve observar, na remodelação e na expansão da rede, os prazos de execução adequados à satisfação das necessidades de comercialização de eletricidade.

Base XIX

Projetos

1 - Constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição.

2 - A aprovação de quaisquer projetos pela entidade administrativa competente não implica qualquer responsabilidade para esta derivada de erros de conceção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

3 - A aprovação dos projetos é feita através do processo de licenciamento previsto no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

Base XX

Normas gerais relativas ao atravessamento de terrenos públicos ou de particulares

No atravessamento de terrenos do domínio público ou de particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XXI

Cumprimento dos regulamentos

No estabelecimento e na exploração da concessão, a concessionária deve cumprir as normas e os regulamentos aplicáveis, designadamente o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Base XXII
Informações

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer à câmara municipal do município concedente todos os elementos relativos à concessão que esta entenda dever solicitar-lhe.

2 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à DGEG, às direções regionais de economia e à ERSE a informação prevista no decreto-lei que integra as presentes bases e nos regulamentos nelas previstos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXIII
Fiscalização

1 - Sem prejuízo dos poderes cometidos a outras entidades, cabe à câmara municipal do município concedente a fiscalização da concessão, nomeadamente do cumprimento das disposições legais e do contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve prestar todas as informações e facultar todos os documentos que lhe forem solicitados, bem como permitir o livre acesso das entidades fiscalizadoras a quaisquer instalações.

Base XXIV
Auditoria

O operador da rede de distribuição fica sujeito a auditoria da DGEG, da respetiva direção regional de economia e da ERSE, bem como do concedente, em função das suas competências.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXV
Responsabilidade civil

1 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

2 - A concessionária fica obrigada à contratação de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros emergentes de facto ocorrido ao abrigo do número anterior, sendo o seu montante mínimo fixado por deliberação da câmara municipal, atualizável anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística.

3 - O capital seguro pode ser revisto em função das alterações que ocorram na natureza, na dimensão e no grau de risco.

4 - A concessionária deve apresentar na câmara municipal os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Base XXVI
Medidas de proteção

1 - Quando se verifique uma situação de emergência que ponha em risco a segurança de pessoas e bens, deve a concessionária promover todas as medidas que entender necessárias para repor as adequadas condições de segurança.

2 - Em situações graves, a concessionária deve, de imediato, comunicar a situação e as medidas tomadas às entidades competentes, nomeadamente à direção regional de economia respetiva, à câmara municipal e à autoridade policial da zona afetada, bem como, se for caso disso, ao Serviço Nacional de Bombeiros e de Proteção Civil.

Capítulo IV
Direitos da concessionária

Base XXVII
Utilização do domínio público

1 - No estabelecimento de instalações da rede de distribuição ou de outras infraestruturas integrantes da concessão, a concessionária tem o direito de utilizar os bens do domínio municipal e do Estado, nos termos da lei.

2 - A faculdade de utilização dos bens referidos no número anterior resulta da aprovação dos respetivos projetos, sem prejuízo da formalização da respetiva cedência nos termos da lei.

3 - As condições de utilização dos bens do município concedente constam do respetivo contrato de concessão.

Base XXVIII
Expropriações e servidões

A concessionária só pode solicitar a expropriação ou a constituição de servidões após a aprovação pela entidade licenciadora competente dos projetos ou anteprojetos das infraestruturas ou das instalações da rede de distribuição, nos termos da legislação aplicável, cabendo à concessionária o pagamento das indemnizações a que derem lugar.

Base XXIX
Remuneração

Pela exploração da concessão é assegurada à concessionária uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o seu equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

Capítulo V
Garantias do cumprimento do contrato de concessão

Base XXX
Caução

1 - Para a garantia do cumprimento dos deveres emergentes do contrato de concessão, a concessionária deve, se a respetiva câmara municipal assim o determinar, prestar uma caução até ao valor máximo de (euro) 250 000, nos termos da portaria que aprovar o contrato tipo de concessão.

2 - Nos casos em que a concessionária não tenha pago e não tenha contestado as multas aplicadas por incumprimento das obrigações contratuais, pode ser determinado o recurso àquela caução, sem dependência de decisão judicial, mediante despacho do presidente da câmara municipal.

3 - A eventual diminuição da caução, por força de levantamentos que dela sejam feitos nos termos do número anterior, implica, para a concessionária, a obrigação de proceder à sua reconstituição no prazo de um mês contado a partir da data de utilização.

4 - A caução só pode ser levantada um ano após a data da extinção do contrato de concessão ou, por acordo com o concedente, após a extinção da concessão, mas antes do decurso daquele prazo.

5 - A caução pode ser prestada por depósito em dinheiro, por garantia bancária autónoma cujo texto deve ser previamente aprovado pela câmara municipal ou por qualquer outra forma prevista na lei.

6 - O estabelecido nesta base não se aplica aos contratos de concessão em vigor à data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Base XXXI

Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - Por violação do contrato de concessão, a concessionária incorre em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso fortuito ou de força maior, ficando a seu cargo apresentar prova da ocorrência.

3 - A concessionária deve informar a câmara municipal o mais rapidamente possível da ocorrência de qualquer facto previsto no número anterior, por qualquer meio de comunicação adequado, devendo confirmar por carta na qual indique as medidas essenciais que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida.

4 - Na situação prevista no número anterior, a concessionária deve tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas.

Base XXXII

Multas contratuais

1 - Pelo incumprimento de obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão, pode a concessionária ser punida com multa até (euro) 50 000, variando o respetivo montante em função do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que tenha posto na superação das consequências.

2 - A aplicação das multas previstas no número anterior é da competência do presidente da câmara municipal.

3 - As multas que não forem pagas voluntariamente ou cuja reclamação não tenha sido atendida podem, decorridos 30 dias sobre a respetiva notificação, ser levantadas da caução a que se refere a base XVIII, desde que o levantamento seja precedido de despacho do presidente da câmara municipal.

4 - O pagamento das multas não isenta a concessionária da responsabilidade civil, criminal ou contraordenacional em que incorrer.

Base XXXIII

Sequestro

1 - O concedente, mediante deliberação dos órgãos competentes do município, pode tomar conta da concessão quando se verificarem graves deficiências na respetiva organização e no funcionamento ou no estado geral das instalações e dos equipamentos que sejam suscetíveis de comprometer a regularidade ou qualidade do serviço.

2 - Verificado o sequestro, a concessionária suporta os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

3 - Logo que cessem as razões do sequestro e o concedente o julgar oportuno, é a concessionária notificada para retomar, na data que lhe for fixada, o normal exercício da concessão.

4 - Se a concessionária não quiser ou não puder retomar esse exercício, pode a câmara municipal determinar a imediata resolução do contrato de concessão.

5 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode ser ordenado novo sequestro ou determinada a imediata resolução do contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Capítulo VI
Alteração e extinção do contrato de concessão

Base XXXIV
Alteração do contrato de concessão

1 - As cláusulas do contrato de concessão podem ser alteradas por mútuo acordo desde que a alteração não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

2 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da qualidade do serviço público ou por alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia, o concedente reserva-se o direito de alterar as condições da sua exploração.

3 - Quando, por efeito do número anterior, se alterem significativamente as condições de exploração, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio contratual desde que a concessionária, neste último caso, faça prova de não poder prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão financeira e a prova seja aceite pelo concedente.

Base XXXV
Extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o município e a concessionária, por resolução, por resgate e por decurso do prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o município dos bens e meios a ela afetos nos termos das presentes bases.

3 - Da transmissão prevista no número anterior excluem-se, além dos bens e meios não afetos à concessão, os fundos consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário pela câmara municipal.

4 - A tomada de posse da concessão pelo município é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam*, realizada pela câmara municipal, a que assistem representantes da concessionária.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVI
Resolução do contrato por incumprimento

1 - O concedente, na sequência de deliberação dos seus órgãos competentes, pode rescindir o contrato quando ocorra qualquer dos seguintes factos:

a) Desvio do objeto da concessão;

b) Suspensão da atividade objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da fiscalização, repetida desobediência às determinações do concedente ou sistemática inobservância das leis e dos regulamentos aplicáveis à exploração, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou ainda à necessária ampliação da rede;

e) Cobrança dolosa de preços com valor superior aos fixados;

f) Falência da concessionária;

g) Transmissão da concessão ou subconcessão não autorizada;

h) Violação grave das cláusulas do contrato;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

2 - Não constituem causas de resolução os factos ocorridos por motivos de força maior.

3 - Quando as faltas forem causadas por mera negligência e suscetíveis de correção, o concedente não rescinde o contrato de concessão sem previamente avisar a concessionária para, num prazo razoável que lhe for fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências da sua negligência.

4 - No caso de pretender rescindir o contrato, designadamente pelo facto referido na alínea f) do n.º 1, o concedente deve ainda notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes for determinado, nunca superior a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à resolução, desde que o concedente com ela concorde.

5 - A concessionária não pode rescindir o contrato de concessão com fundamento na alteração do regime de exclusivo que decorra da transposição para o direito português de legislação da União Europeia.

6 - A resolução do contrato de concessão produz os seus efeitos desde a data da sua comunicação à outra parte por carta registada e com aviso de receção.

7 - As penalidades por resolução do contrato de concessão, bem como as eventuais indemnizações, são estabelecidas no contrato de concessão.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Base XXXVII

Resgate da concessão

1 - O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam cinco anos sobre a data de início do respetivo prazo.

2 - O resgate da concessão processa-se mediante carta registada e com aviso de receção com, pelo menos, um ano de antecedência em relação à data da efetivação do resgate.

3 - Decorrido o período de aviso de resgate, o concedente assume todos os bens e meios que estejam afetos à concessão à data desse aviso e ainda aqueles que tenham sido adquiridos pela concessionária durante o período de aviso, desde que tenham sido autorizados pela câmara municipal.

4 - A assunção de obrigações por parte do concedente é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

5 - Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização determinada por uma terceira entidade escolhida por acordo entre o concedente e a concessionária, devendo a fixação do montante da indemnização atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

6 - O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

7 - Na determinação da indemnização apenas devem ser considerados os bens que tenham sido aprovados pela ERSE para os efeitos de fixação das tarifas de eletricidade.

8 - Para os efeitos do cálculo da indemnização prevista na presente base, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

Base XXXVIII

Extinção da concessão por decurso do prazo

1 - A concessão extingue-se pelo decurso do respetivo prazo, transmitindo-se para o concedente nos termos das presentes bases.

2 - Cessando a concessão pelo decurso do respetivo prazo, o concedente paga à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por ela adquiridos com referência ao último balanço aprovado, nos termos dos n.os 6, 7 e 8 da base anterior.

Base XXXIX

Procedimento para termo da concessão

1 - O concedente reserva-se o direito de tomar nos últimos dois anos do prazo da concessão as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva das atividades exercidas pela concessionária que cessa o seu contrato para uma nova entidade encarregada da gestão do serviço.

2 - Se no termo da concessão o concedente não tiver ainda renovado o respetivo contrato ou não tiver decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão do serviço, pode, se assim o desejar, acordar a continuação do contrato de concessão com a concessionária, até ao limite máximo de um ano, mediante arrendamento, prestação de serviços ou qualquer outro título contratual.

Base XL

Transmissão e oneração de concessão

1 - Sob pena de nulidade dos respetivos atos ou contratos, a concessionária não pode, sem prévia autorização da câmara municipal, transmitir, subconceder ou onerar, por qualquer forma, a concessão.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações contra o disposto nos respetivos estatutos.

3 - No caso de subconcessão, total ou parcial, quando autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

4 - Se à data da extinção da concessão se mantiverem ónus ou encargos respeitantes aos contratos de aquisição de bens das respetivas infraestruturas, o município assumi-los-á desde que tenha autorizado a sua contratação pela concessionária e não se trate de obrigações já vencidas e não cumpridas.

Capítulo VII
Composição de litígios

Base XLI
Litígios entre o concedente e a concessionária

O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à solução legal ou segundo a equidade, conforme nelas se determinar, de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão.

Base XLII
Litígios entre a concessionária e os utilizadores da rede de distribuição

1 - A concessionária, os produtores, o distribuidor em AT e MT, os comercializadores de eletricidade e os consumidores, bem como outras entidades que se encontrem ligadas à rede municipal de distribuição de eletricidade em BT, podem celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos ou aderir a processos de arbitragem, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - Os atos da concessionária praticados por via administrativa, nos casos em que a lei, os regulamentos ou o contrato de concessão lhe confiram essa prerrogativa, são sempre imputáveis, para o efeito de recurso contencioso, ao respetivo conselho de administração.

3 - A responsabilidade contratual ou extracontratual da concessionária por atos de gestão privada ou de gestão pública efetiva-se nos termos e pelos meios previstos na lei.

Anexo VI
Declaração de habilitação e não impedimento ao exercício da atividade de comercialização de eletricidade

1 - ... (nome, número de documento de identificação e morada), na qualidade de representante legal de ... (firma, número de identificação de pessoa coletiva, sede ou estabelecimento principal no território nacional e código de acesso à certidão permanente de registo comercial), requerente do registo para a atividade de comercialização de eletricidade, declara, sob compromisso de honra, que a sua representada:

a) Não se encontra em estado de insolvência, em fase de liquidação, dissolução ou cessação de atividade, sujeita a qualquer meio preventivo de liquidação de patrimónios ou em qualquer situação análoga, nem tem o respetivo processo pendente;

b) Tem a sua situação contributiva e fiscal regularizada perante a administração nacional;

c) Não desenvolve ou pretende desenvolver atividades no âmbito dos setores da eletricidade e do gás natural em violação das regras aplicáveis de separação de atividades.

2 - O declarante tem pleno conhecimento de que a prestação de falsas declarações implica a não obtenção do registo, ou a sua revogação se já obtido, sendo o mesmo responsável pelas indemnizações e sanções pecuniárias aplicáveis, e pode determinar a aplicação da sanção acessória de privação do exercício do direito de exercer a atividade de comercialização ou outra

no âmbito dos setores da eletricidade e gás natural, sem prejuízo da participação à entidade competente para efeitos de procedimento criminal.

... (local), ... (data), ... (assinatura).

(Nome e qualidade.)

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Anexo VII

(a que se refere a alínea b) do n.º 2 do artigo 48.º)

Medidas de proteção dos consumidores

1 - Sem prejuízo de outras medidas destinadas a assegurar a proteção dos consumidores decorrentes da legislação e dos regulamentos aplicáveis, os comercializadores devem garantir aos clientes domésticos o direito a um contrato de fornecimento de energia elétrica que especifique, designadamente:

a) A identidade e o endereço do fornecedor;

b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade dos serviços fornecidos, bem como a data de ligação inicial;

c) Se forem oferecidos serviços de manutenção, o tipo desses serviços;

d) Os meios através dos quais podem ser obtidas informações atualizadas sobre as tarifas e as taxas de manutenção aplicáveis;

e) A duração do contrato, as condições de renovação e termo dos serviços e do contrato e a existência de um eventual direito de resolução;

f) Qualquer compensação e as disposições de reembolso aplicáveis, se os níveis de qualidade dos serviços contratados não forem atingidos; e

g) O método a utilizar para a resolução de litígios, que deve ser acessível, simples e eficaz.

2 - As condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas, devendo, em qualquer caso, ser prestadas antes da celebração ou da confirmação do contrato. Caso os contratos sejam celebrados através de intermediários, as referidas informações são igualmente prestadas antes da celebração do contrato.

3 - [Revogado].

4 - Os consumidores devem receber informações transparentes sobre os preços e tarifas aplicáveis e as condições normais de acesso e utilização dos serviços de eletricidade.

5 - Os consumidores devem dispor de uma ampla escolha quanto aos métodos de pagamento. Qualquer diferença nos termos e nas condições deve refletir os custos dos diferentes sistemas de pagamento para o fornecedor. As condições gerais devem ser equitativas e transparentes e ser redigidas em linguagem clara e compreensível. Os comercializadores não podem utilizar métodos de venda abusivos ou enganadores.

6 - Os consumidores não devem ser obrigados a efetuar qualquer pagamento por mudarem de fornecedor, sem prejuízo do respeito pelos compromissos contratualmente assumidos.

7 - Os consumidores devem dispor de procedimentos transparentes, simples e baratos para o tratamento das suas queixas. Tais procedimentos devem permitir que os litígios sejam resolvidos

de modo justo e rápido, prevendo, quando justificado, um sistema de reembolso e de indemnização por eventual prejuízo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 - Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08, em vigor a partir de 2012-11-07

Contratos de aquisição de energia (CAE) e custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC)

Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro

No uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, procede à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada naqueles contratos

As bases de organização e os princípios reguladores do exercício das atividades que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) encontram-se atualmente estabelecidos nos Decretos-Leis n.os 182/95, 183/95, 184/95 e 185/95, todos de 27 de julho, diplomas que foram já objeto de várias alterações.

Porém, essas bases e princípios devem continuar a evoluir no sentido de adequar a estrutura do SEN e orientar a sua forma de funcionamento para um regime de mercado eficiente, livre e concorrencial, em conformidade com as diretrizes já estabelecidas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto.

Essa evolução depende da transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Por outro lado, importa dar consagração legal aos princípios estabelecidos no Protocolo de Colaboração e no Acordo para a Constituição de Um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), celebrados entre Portugal e Espanha, respetivamente em 14 de novembro de 2001 e 20 de janeiro de 2004, este último aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, ambos de 20 de abril, e, mais recentemente, no acordo celebrado em 1 de outubro de 2004, no âmbito da Cimeira Luso-Espanhola realizada em Santiago de Compostela.

No contexto do desenvolvimento daquelas regras e princípios foram identificados alguns aspetos legislativos e administrativos que importa harmonizar, tendo em vista a desejável convergência dos sistemas elétricos, em particular, entre os dois países ibéricos. Um desses aspetos consiste na introdução de alterações significativas no domínio da gestão dos centros electroprodutores nacionais em virtude da cessação da relação comercial com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT).

Com efeito, no atual modelo organizacional do SEN, os produtores englobados no Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), adiante designados por produtores, mantêm uma relação comercial exclusiva com a entidade concessionária da RNT. Essa relação comercial é consubstanciada em contratos de vinculação de longo prazo, designados por contratos de aquisição de energia (CAE), nos quais são reconhecidos tanto os proveitos expectáveis dos produtores como as compensações a que as partes têm direito em caso de incumprimento, alteração ou rescisão por motivos que não lhes sejam imputáveis.

Contudo, o estabelecimento das regras comuns para o mercado interno de eletricidade e a construção do MIBEL obrigam a alterar, de forma substancial, a relação comercial entre a entidade concessionária da RNT e os produtores que operam no SEP, impondo-se a estes últimos a transição do atual sistema de relação comercial exclusiva para um novo modelo concorrencial, em que as transações comerciais entre agentes de mercado são realizadas quer em torno de um mercado organizado, quer mediante recurso a formas de contratação bilateral.

A introdução deste novo modelo de relação comercial dos produtores de energia elétrica com outros agentes de mercado implica a cessação antecipada dos CAE, com a consequente afetação da base contratual que estes contratos proporcionavam a ambas as partes.

Nestes termos e em execução do disposto no artigo 13.º do citado Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, o presente diploma vem, ao abrigo da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, proceder à definição das condições da cessação antecipada dos CAE e à criação de medidas compensatórias que assegurem a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE.

O presente diploma vem, assim, atribuir a um dos titulares dos CAE, entidade concessionária da RNT ou produtores, o direito ao recebimento, mediante um mecanismo de repercussão universal nas tarifas elétricas, de compensações pela cessação antecipada destes contratos, estabelecendo-se ainda a metodologia de determinação do montante dessas compensações, bem como as formas e o momento do seu pagamento e os efeitos de eventuais faltas de pagamento.

A solução legal consagrada no presente diploma visa possibilitar que o processo de cessação antecipada dos CAE e a atribuição das correspondentes compensações seja favorável para os consumidores, quer porque viabiliza a liberalização e o aumento da concorrência no setor elétrico quer porque os custos com a compensação dos produtores têm por contrapartida a cessação dos custos inerentes aos CAE, quer ainda por a repercussão dos primeiros na tarifa se efetuar de forma diluída, por um período previsto de 23 anos, de modo a tutelar adequadamente os direitos e os interesses económicos dos consumidores de energia elétrica.

Acresce que a solução mais eficiente para reduzir o impacte económico associado ao pagamento das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE no âmbito deste processo de liberalização do mercado consiste no recurso facultativo a operações de titularização, pelo que se definiram algumas regras especiais aplicáveis à realização de eventuais operações dessa natureza dos direitos de crédito conferidos no presente diploma, sendo essas regras, bem como as compensações que venham a ser atribuídas aos produtores, intangíveis, de harmonia com o princípio da confiança legítima.

Foram ouvidas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Autoridade da Concorrência (AC).

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Assim:

No uso da autorização legislativa concedida pelos artigos 1.º, 2.º e 3.º da Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, e nos termos das alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Artigo 1.º
Objeto e âmbito

1 - O presente diploma estabelece as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica que abastecem o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), adiante designadas por 'produtores'.

2 - Para efeitos do número anterior, o presente diploma procede à atribuição, a um dos contraentes dos CAE, do direito a uma compensação em virtude da cessação antecipada destes contratos, à definição da metodologia de determinação do respetivo montante, das formas e momento do seu pagamento, dos efeitos de eventuais faltas de pagamento, da sua repercussão nas tarifas elétricas e ao estabelecimento das regras especiais aplicáveis à possível titularização dos direitos respeitantes ao seu recebimento.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 2.º
Cessação dos CAE e atribuição do direito a compensação

1 - Os CAE celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores são objeto de cessação antecipada nos termos previstos no presente diploma, a qual apenas produz efeitos após a verificação das circunstâncias previstas nos n.os 2 e 3 do artigo 9.º, no n.º 4 do artigo 10.º e no artigo 14.º, e em conformidade com os termos e condições previstos no respetivo acordo de cessação que venha a ser celebrado nos termos estabelecidos nos artigos 9.º e 10.º

2 - A cessação de cada CAE confere a um dos seus contraentes, entidade concessionária da RNT ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária, designada por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), destinada a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, e a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

3 - A mora de qualquer entidade no pagamento pontual dos montantes dos CMEC e demais encargos previstos nos n.os 4 a 6 do artigo 5.º, incluindo no pagamento ao titular do direito ao recebimento desses montantes, constitui a parte faltosa no dever de pagar juros moratórios à taxa legal supletiva dos juros comerciais ou à taxa de juro prevista na alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º, consoante a que seja mais elevada, sem prejuízo de indemnização pelos prejuízos causados.

4 - Um produtor, ao qual tenha sido atribuído o direito a compensação pela cessação antecipada dos CAE, pode ser obrigado a entregar um montante financeiramente equivalente à totalidade ou a parte do montante da compensação remanescente atribuída mediante decisão do membro do Governo responsável pela área de energia que fixe os termos e as condições para o respetivo pagamento, ouvida a Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), caso se verifique qualquer uma das seguintes situações relativas a esse contraente do CAE:

a) Perda da licença de produção relativa ao centro electroprodutor correspondente;

b) Incumprimento doloso, por ação ou omissão dos deveres estabelecidos no acordo de cessação, caso o produtor não sane esse incumprimento no prazo de 60 dias após receção da competente notificação da entidade concessionária da RNT ou não evidencie que durante esse período iniciou as diligências necessárias para sanar a situação;

c) Declaração de insolvência do produtor.

5 - No caso previsto na alínea c) do número anterior, o valor pago pelo produtor deve ser revertido para a tarifa de uso global do sistema (tarifa UGS) nos termos do n.º 6 do artigo 5.º, sendo o seu pagamento feito com prioridade em relação a qualquer outra dívida que integre a massa insolvente do produtor.

6 - O disposto nos n.os 4 e 5 do presente artigo não prejudica o direito à compensação pela cessação antecipada dos CAE, nem a continuidade da cobrança através da tarifa UGS e entrega ao respetivo titular dos montantes dos CMEC e demais encargos previstos nos n.os 4 a 6 do artigo 5.º, mesmo no caso de cessão do direito ao recebimento desses montantes, nos termos previstos no presente diploma.

Artigo 3.º
Determinação do montante dos CMEC e dos respetivos ajustamentos

1 - O montante bruto da compensação determinado para cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do respetivo CAE corresponde à diferença entre o valor do CAE, calculado à data da sua cessação antecipada de acordo com a alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, e as receitas expectáveis em regime de mercado, deduzidas dos correspondentes encargos variáveis de exploração, uns e outros reportados àquela mesma data.

2 - O montante compensatório afeto a cada centro electroprodutor deve ser calculado de acordo com os n.os 1 e 2 do artigo 1.º do anexo I do presente diploma, do qual faz parte integrante, tendo em consideração a especificidade do respetivo CAE e dos meios de produção envolvidos.

3 - O cálculo efetuado nos termos dos números anteriores pode conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores, sendo estes, em tal caso, designados por CMEC positivos, ou à determinação de montantes devidos pelos produtores à entidade concessionária da RNT, caso em que são designados por CMEC negativos.

4 - O montante global bruto dos CMEC respeitantes ao conjunto dos CAE afetos a cada produtor é calculado nos termos do n.º 4 do artigo 1.º do anexo I do presente diploma, havendo sempre lugar à realização de compensação entre os montantes dos CMEC positivos e negativos determinados em relação a cada CAE, na data da respetiva cessação antecipada.

5 - Os montantes dos CMEC, determinados nos termos do presente diploma, são suscetíveis de ajustamentos anuais e de um ajustamento final, de forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

6 - Os ajustamentos anuais aos montantes dos CMEC são efetuados nos termos previstos nos n.os 1 a 11 do artigo 11.º, com observância das seguintes regras:

a) Os ajustamentos devem respeitar a formulação constante dos artigos 4.º a 6.º do anexo I do presente diploma;

b) Para efeitos da alínea anterior, a produção de energia elétrica a considerar deve ser determinada com base no modelo VALORÁGUA, de acordo com o anexo IV do presente diploma, do qual faz parte integrante;

c) Os ajustamentos podem conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores, sendo estes, em tal caso, designados por ajustamentos positivos, ou à determinação de montantes devidos pelo produtor à entidade concessionária da RNT, caso em que são designados por ajustamentos negativos;

d) Os ajustamentos são efetuados durante um prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE ou ao período de atividade decorrido até à data de desclassificação antecipada do centro electroprodutor nos termos da alínea seguinte, consoante a situação que ocorra em primeiro lugar e tendo como limite um período de 10 anos após a data de cessação antecipada do CAE;

e) A desclassificação antecipada do centro electroprodutor referida na alínea anterior carece de autorização prévia da DGGE, ouvida a ERSE e a entidade concessionária da RNT.

7 - Quando, nos termos do CAE aplicável, o termo do período de atividade do centro electroprodutor nele estabelecido ultrapasse um período correspondente aos 10 anos posteriores à cessação antecipada desse contrato, sendo esse intervalo temporal adiante designado por 'período II', o montante dos CMEC remanescentes é objeto de um ajustamento final sem efeitos retroativos, com observância das seguintes regras:

a) O valor do ajustamento final é determinado em função da diferença verificada entre o montante da compensação relativa ao período II, calculado à data da cessação antecipada do respetivo CAE, e o valor da compensação relativa ao mesmo período, calculado no final do 10.º ano subsequente à data da cessação desse contrato;

b) Para efeitos da alínea anterior, o valor da compensação calculado no final do 10.º ano deve ser determinado mediante a utilização da metodologia de cálculo prevista na alínea seguinte;

c) O cálculo do valor do ajustamento final é efetuado nos termos do n.º 12 do artigo 11.º, com base na formulação constante dos artigos 7.º e 8.º do anexo I do presente diploma, aplicando-se também, com as devidas adaptações, o regime previsto nas alíneas b) e c) do número anterior.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 4.º
Parâmetros e metodologia de cálculo dos CMEC

1 - Os parâmetros de base a utilizar no cálculo dos CMEC devidos às partes contraentes dos CAE pela cessação antecipada destes contratos, no âmbito das disposições estabelecidas no artigo 3.º e do procedimento previsto no artigo 9.º, são definidos, para cada centro electroprodutor, nos termos seguintes:

a) Valor do CAE, reportado à data prevista para a sua cessação antecipada, calculado de acordo com as disposições nele prescritas, que tem em consideração o seguinte:

   i) Para todos os centros electroprodutores, o valor do CAE inclui a amortização e remuneração implícita ou explícita no CAE do ativo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respetivo contrato, devidamente autorizados e contabilizados;

   ii) Para todos os centros electroprodutores, o valor do CAE inclui ainda os encargos fixos de exploração, nomeadamente os encargos fixos de operação e manutenção correntes e a remuneração do stock de combustível e outros que se encontrem explicitamente definidos no CAE;

   iii) Para o caso específico dos centros electroprodutores do Pego e de Sines, definidos no n.º 1 do anexo II, o valor do CAE respetivo deve ainda incluir a remuneração e amortização dos investimentos, devidamente autorizados pela DGGE, ouvida a ERSE, relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Diretiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de outubro;

   iv) A atualização dos montantes anuais referidos nas subalíneas i), ii) e iii) da presente alínea é efetuada, para cada produtor, à taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada dos CAE por força do presente diploma, à taxa de rendimento de

mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer uma delas acrescida de 0,25 pontos percentuais;

v) Os parâmetros referidos nas subalíneas i), ii) e iii) da presente alínea devem ser ponderados pelos fatores de correção relativos à disponibilidade de cada centro electroprodutor, segundo as disposições previstas no respetivo CAE;

vi) Os encargos fixos de exploração incluem, no caso de o produtor escolher a opção de arrendamento, os custos resultantes dos contratos de arrendamento de terrenos afetos ao centro electroprodutor e às suas instalações de apoio, de acordo com o disposto na Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro;

vii) No caso dos centros produtores hidroelétricos, e na hipótese de os respetivos produtores pretenderem manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, ao valor do CAE é deduzido o valor residual dos bens que, nos termos do respetivo título de concessão, não devessem reverter gratuitamente para o Estado no final do contrato;

b) Receitas expectáveis em regime de mercado, obtidas pela multiplicação da produtibilidade estimada do centro electroprodutor, nos termos definidos no anexo IV, por um preço de referência de mercado, com um valor médio anual de (euro) 50/MWh, que inclui a garantia de potência e os serviços de sistema, sendo o preço e a produtibilidade diferenciados por postos horários, conforme definido no anexo III;

c) Encargos expectáveis de exploração, nomeadamente os custos variáveis de operação e manutenção do centro electroprodutor e os encargos com aquisição de combustível, calculados para um período compreendido entre a data de cessação antecipada do CAE e a data prevista para o fim do mesmo, nos termos estabelecidos no respetivo clausulado e de acordo com as seguintes disposições:

i) Para todos os centros electroprodutores, os encargos variáveis de exploração são calculados com base nos valores anuais correspondentes definidos em cada CAE;

ii) Relativamente aos centros electroprodutores termoelétricos, os encargos de combustível são calculados com base no disposto nos n.os 1 e 2 do anexo V;

iii) Os encargos de combustíveis referidos na alínea anterior refletem os preços médios *cost insurance and freight* (CIF) fronteira, devendo ser corrigidos de forma a refletirem os preços de entrega no centro electroprodutor, por adição dos custos de transporte e de outros custos inerentes à entrega do combustível no centro electroprodutor, de acordo com as disposições definidas no respetivo CAE e no n.º 3 do anexo V.

2 - As receitas e os encargos de exploração expectáveis em regime de mercado são atualizados à data da cessação antecipada do CAE, devendo ser considerada, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado de dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada dos CAE por força do presente diploma, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer uma delas acrescida de 0,25 pontos percentuais.

3 - Para os efeitos do presente diploma, entende-se por «taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa», a taxa de rendimento de mercado das obrigações do Tesouro ou, na ausência destas, de instrumentos de risco equivalentes transacionados no mercado de capitais, com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE de cada produtor.

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio

Artigo 5.º
Mecanismo de repercussão dos CMEC nas tarifas

1 - Nos termos previstos no presente diploma, é reconhecido ao produtor o direito a receber o montante correspondente ao valor dos CMEC positivos e dos ajustamentos anuais e do ajustamento final positivos, nos termos dos artigos 2.º a 4.º, bem como o montante correspondente ao valor dos outros encargos identificados nos n.os 4 e 5 do presente artigo.

2 - Os montantes referidos no número anterior são repercutidos pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar como componentes permanentes da tarifa UGS, através de uma parcela fixa e de uma parcela de acerto nos termos definidos nos n.os 4 e 5 do presente artigo.

3 - No caso de a cessação dos CAE relativos a um produtor conferir à entidade concessionária da RNT o direito a compensações correspondentes a CMEC negativos ou a ajustamentos anuais ou ajustamento final negativos, os respetivos montantes pagos por cada produtor devem ser repercutidos para posterior redução da tarifa UGS nos termos definidos no n.º 6 do presente artigo, de forma a garantir uma repartição equitativa entre todos os consumidores do sistema elétrico.

4 - Para os efeitos dos n.os 1 e 2 do presente artigo, os encargos seguintes são integrados na tarifa UGS, durante o período indicado no n.º 8 do presente artigo, sob a designação de parcela fixa, sendo calculados de acordo com o disposto nos artigos 2.º e 3.º do anexo I:

a) Os encargos correspondentes aos montantes de CMEC positivos devidos aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos definidos nos artigos 3.º e 4.º;

b) O encargo correspondente à incidência da menor das seguintes taxas sobre os montantes em dívida a que se refere a alínea anterior:

   i) A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, com uma antecedência mínima de 15 dias em relação à data de cessação antecipada dos CAE de cada produtor, por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia;

   ii) No caso de o produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante das compensações de acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 7.º a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização dos ativos referidos na alínea anterior, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização;

   iii) A taxa de juro a que se refere a subalínea anterior é sempre aplicável a partir da data de conclusão da respetiva operação de titularização, com o deferimento da autorização prevista na alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º, e mantém-se aplicável durante todo o período de vigência de cada operação de titularização;

   iv) A taxa nominal, cujos termos e condições para a sua aplicação são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, após proposta apresentada pelo produtor;

   v) A taxa nominal a que se refere a subalínea anterior é aplicável a partir da data de entrada em vigor da portaria aí prevista, não podendo ser alterada para valor superior.

c) Os valores correspondentes aos ajustamentos a efetuar aos montantes a que se referem as alíneas anteriores, tendo em vista compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação desses montantes através da parcela fixa, nos termos previstos no artigo 12.º.

5 - Igualmente para os efeitos dos n.os 1 e 2 do presente artigo, a tarifa UGS integra, através da componente designada por parcela de acerto, a qual é calculada nos termos do artigo 6.º do anexo I:

a) Os encargos correspondentes aos ajustamentos anuais positivos das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 6 do artigo 3.º;

b) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais positivos referidos na alínea anterior, calculados nos termos do artigo 5.º do anexo I;

c) Os encargos correspondentes ao ajustamento final positivo das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 7 do artigo 3.º;

d) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida do ajustamento final positivo referido na alínea anterior, calculados, com as devidas adaptações, nos termos da alínea b) do n.º 4 do presente artigo;

e) Os valores correspondentes aos ajustamentos a efetuar aos montantes a que se referem as alíneas anteriores, tendo em vista compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação desses montantes através da parcela de acerto, nos termos previstos no artigo 12.º.

6 - Para os efeitos do n.º 3 do presente artigo, os montantes seguintes são revertidos na tarifa UGS, não sendo permitida, em qualquer caso, a compensação entre estes montantes e aqueles que integrem a parcela fixa e a parcela de acerto:

a) Os valores correspondentes aos montantes dos CMEC negativos devidos e pagos pelos produtores à entidade concessionária da RNT pela cessação antecipada dos CAE, nos termos definidos no artigo 3.º;

b) Os encargos correspondentes à incidência sobre os montantes dos CMEC negativos da taxa de juro definida segundo o disposto na alínea b) do n.º 4 do presente artigo;

c) c) Os ajustamentos anuais negativos das compensações devidas e pagas pelos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período referido no n.º 6 do artigo 3.º;

d) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais negativos referidos na alínea anterior, calculados nos termos do artigo 5.º do anexo I;

e) O ajustamento final negativo das compensações devidas e pagas pelos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 7 do artigo 3.º;

f) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida do ajustamento final negativo referido na alínea anterior, calculados, com as devidas adaptações, nos termos da alínea b) do n.º 4 do presente artigo;

g) Os encargos correspondentes aos montantes pagos por cada produtor nos termos dos n.os 4 e 5 do artigo 2.º.

7 - Os valores dos encargos a que se referem os n.os 4 e 5 do presente artigo são calculados com uma periodicidade anual, para repercussão na tarifa UGS a partir do dia seguinte à cessação antecipada dos CAE, devendo a ERSE, no caso de um produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante dos CMEC ou de demais encargos previstos no n.º 4 do presente artigo, proceder, até ao 5.º dia útil posterior à data de conclusão da operação de titularização, à revisão do valor da parcela fixa para repercussão da taxa de juro prevista na subalínea ii) da alínea b) do referido n.º 4 do presente artigo, bem como assegurar que a cobrança aos consumidores do novo valor daquela parcela se inicie a partir do 20.º dia útil posterior à referida data de conclusão.

8 - A parcela fixa e a parcela de acerto são sempre incluídas na tarifa UGS, de forma diferenciada por produtor, durante um período vigente desde a data de cessação antecipada dos CAE até à data de cessação originalmente prevista para o CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados para cada produtor, estando os valores recebidos em pagamento daquelas parcelas afetos exclusivamente ao pagamento dos montantes totais dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.os 4 e 5 do presente artigo, pelo que não respondem, nomeadamente, por outras dívidas de quaisquer entidades compreendidas na cadeia de faturação do setor elétrico ou dos respetivos depositários, e estando sujeitos a adequada descrição contabilística e depósito segregados nessas entidades e nos respetivos depositários.

9 - Caso se verifique que, no final do período referido no número anterior, não se encontram recuperados pelos produtores ou pelos respetivos cessionários, entendendo-se por «cessionários», para os efeitos do presente diploma, as entidades às quais seja cedido o direito ao recebimento, através da tarifa UGS, de montantes correspondentes aos CMEC ou a demais encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, ou revertidos na tarifa UGS os montantes globais dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.os 4 a 6 do presente artigo, o regime estabelecido no presente diploma aplica-se até que o montante dos CMEC e daqueles encargos que se encontre ainda em dívida seja integralmente pago.

10 -A tarifa UGS deve adotar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo dependente da potência contratada pelo consumidor e outro variável, dependente da energia consumida, sendo os encargos que integram a parcela fixa e a parcela de acerto internalizados no termo fixo da tarifa.

11 -Para o efeito da fixação tarifária anual da parcela fixa e da parcela de acerto, a entidade concessionária da RNT e as entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia elétrica devem disponibilizar à ERSE, com a antecedência mínima de 90 dias em relação ao final de cada ano civil, a estimativa da potência contratada para o período anual subsequente.

12 -A ERSE deve, no âmbito das suas competências legais, fixar, em conformidade com o disposto no presente diploma, e publicar os valores da parcela fixa e da parcela de acerto para cada ano civil, considerando as especificidades do ano inicial e do ano final, em que este período poderá ser inferior a 12 meses, bem como adotar as medidas necessárias para assegurar, a todo o tempo, a observância do disposto no presente artigo, devendo, nomeadamente, aprovar, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente diploma, a regulamentação necessária para esse efeito.

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro

Artigo 6.º
Faturação e cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto

1 - A parcela fixa e a parcela de acerto são faturadas e cobradas pelas entidades responsáveis pelo transporte, distribuição ou comercialização de energia elétrica aos consumidores para entrega a cada produtor ou aos respetivos cessionários pela entidade concessionária da RNT,

devendo cada uma das entidades da cadeia de faturação do setor elétrico até ao consumidor final repercutir o valor da parcela fixa e da parcela de acerto a entregar ao produtor ou aos respetivos cessionários.

2 - As entidades que desenvolvam a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica devem comunicar à ERSE, no 3.º dia útil de cada mês, o valor da potência contratada, o número de clientes e o montante pecuniário relativo à tarifa UGS, incluindo, de forma discriminada, o montante relativo à parcela fixa e à parcela de acerto, que tenha sido faturado por aquelas entidades durante o mês imediatamente anterior.

3 - Com base na informação disponibilizada nos termos do número anterior e de acordo com as regras previstas no presente diploma, a ERSE deve comunicar à entidade concessionária da RNT e a cada produtor ou aos respetivos cessionários, no 3.º dia útil seguinte à receção daquela informação, os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto que foram faturados aos consumidores de eletricidade, com indicação discriminada respetivamente dos montantes a faturar pela entidade concessionária da RNT às entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia elétrica e do montante a faturar por cada produtor ou pelos respetivos cessionários à entidade concessionária da RNT.

4 - A entidade concessionária da RNT é responsável pela faturação e cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto para entrega ao produtor ou aos respetivos cessionários, nos seguintes termos:

a) No dia útil subsequente à receção de fatura emitida pelo produtor ou pelos respetivos cessionários do montante correspondente ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto, a entidade concessionária da RNT deve proceder à emissão e entrega de fatura relativa ao montante da parcela fixa e da parcela de acerto à subsequente entidade da cadeia de faturação do sistema elétrico;

b) No prazo de oito dias úteis após a entrega da fatura por si emitida a que se refere a alínea anterior, a entidade concessionária da RNT deve efetuar a cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto, a fim de proceder à sua entrega a cada produtor ou aos respetivos cessionários no dia útil seguinte à respetiva cobrança, devendo simultaneamente entregar os montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto cobrados aos consumidores de energia elétrica com os quais tenha uma relação direta.

5 - As entidades que desenvolvam a atividade de distribuição ou comercialização de energia elétrica devem entregar à entidade concessionária da RNT, no prazo de oito dias úteis após a receção da respetiva fatura, os montantes correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto.

6 - Para assegurar o cumprimento das obrigações pecuniárias previstas no presente artigo, as entidades que desenvolvam a atividade de comercialização de energia elétrica devem prestar, manter e, se necessário, substituir ou reforçar, a favor da entidade concessionária da RNT, garantia idónea, nas modalidades a definir por regulamento da ERSE, que assegure permanentemente o integral cumprimento daquelas obrigações por um período não inferior a 60 dias.

7 - O pagamento mensal ao produtor, ou aos respetivos cessionários, do montante correspondente à parcela fixa deve ser realizado desde a data de cessação de cada CAE e durante um período diferenciado por produtor, vigente até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º, sendo o valor dessa parcela ajustado em conformidade com o disposto no n.º 4 do artigo 12.º.

8 - A imputação do pagamento mensal dos montantes correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto pelas entidades a que se refere o n.º 1 do presente artigo e pelos consumidores deve ser realizada prioritariamente em relação aos pagamentos quer dos demais encargos com o uso global do sistema que integrem a tarifa UGS, quer dos encargos integrados em quaisquer outras tarifas elétricas.

9 - A partir da data de cessação antecipada de cada CAE e durante um período diferenciado por produtor, vigente até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º, cada um deles é responsável pelo pagamento mensal à entidade concessionária da RNT das quantias mensais referentes aos CMEC negativos e aos restantes encargos previstos no n.º 6 do artigo 5.º, para sua posterior reversão na tarifa UGS.

10 -Sempre que qualquer das entidades da cadeia de faturação do setor elétrico não cumpra as obrigações relativas à faturação, cobrança ou entrega da parcela fixa ou da parcela de acerto ou se encontre em situação de insolvência, o produtor ou os respetivos cessionários têm a faculdade de, processual ou extraprocessualmente, exigir diretamente à entidade faltosa o cumprimento, perante si, das obrigações em falta, sendo-lhe nomeadamente reconhecida legitimidade processual para o efeito.

11 -Compete à ERSE garantir a observância do disposto no presente artigo, devendo, nomeadamente, assegurar que os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto são sempre repercutidos na faturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.

12 -No caso de insolvência de qualquer das entidades aludidas no n.º 1 do presente artigo, a DGGE, ouvida, em 10 dias, a ERSE, deve adotar, em prazo não superior a 30 dias, as medidas necessárias para que a faturação e cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto da tarifa UGS continuem a ser realizadas ininterruptamente, de forma a assegurar o pagamento contínuo dos montantes dos CMEC e dos demais encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º.

Artigo 7.º
Transmissibilidade do direito ao recebimento da parcela fixa e da parcela de acerto

1 - O produtor pode ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito a receber através da tarifa UGS os montantes relativos ao pagamento dos encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, inclusivamente para efeitos de titularização, sem necessidade de notificação ou aceitação por qualquer entidade ou pessoa, exceto no que respeita à obtenção das autorizações estabelecidas no número seguinte.

2 - Compete ao membro do Governo responsável pela área de energia aprovar, por despacho a publicar no Diário da República:

a) Previamente à cessação antecipada dos CAE, o valor estimado da taxa de juro prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º, com base na estimativa apresentada pelo produtor utilizando dados de mercado;

b) Na data de conclusão da respetiva operação de titularização, o valor efetivo da taxa prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º, com indicação dos elementos considerados para o respetivo cálculo, nomeadamente, quando aplicável, as taxas de juro relativas a cada série de obrigações.

3 - Qualquer montante recebido por um produtor de terceiras entidades às quais ceda, incluindo para efeitos de titularização, o direito ao recebimento através da tarifa UGS dos montantes correspondentes aos CMEC ou aos restantes encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º

consubstancia adiantamento desses montantes para o produtor, não prejudicando a natureza de cessão plena dos direitos de crédito.

4 - No caso de cessão para efeitos de titularização do direito ao recebimento dos montantes previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, os respetivos cessionários não são considerados para qualquer efeito como entidades intervenientes no sistema elétrico, mas beneficiam do regime previsto no presente diploma para tutela dos direitos do produtor, nomeadamente no que respeita à faturação e cobrança dos créditos cedidos e à entrega dos montantes cobrados através da tarifa UGS que continuam a ser asseguradas, nos termos e no âmbito das competências definidas no presente diploma, pelas entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º.

5 - Em caso de insolvência de quaisquer entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º ou dos respetivos depositários, os montantes que estiverem na sua posse decorrentes de pagamentos relativos à parcela fixa e à parcela de acerto não integram a respetiva massa insolvente.

6 - Para efeitos do número anterior, compete à ERSE proceder, no mais curto prazo possível, à determinação dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto recebidos pelas entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º ou pelos respetivos depositários para sua entrega imediata ao produtor ou aos respetivos cessionários.

7 - Após o pagamento integral das quantias devidas no âmbito de operações de titularização do direito ao recebimento dos montantes previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, o remanescente de cada património autónomo relevante dos veículos de titularização utilizados reverte para o respetivo cedente ou para a entidade para a qual seja transferido o direito a receber esse remanescente.

Artigo 8.º
Neutralidade fiscal

As compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE apenas são incluídas na matéria coletável dos produtores no momento em que os montantes dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º sejam recuperados pelas tarifas, nos termos estabelecidos nos artigos 5.º e 6.º.

Capítulo II
Procedimento para a cessação antecipada dos CAE

Artigo 9.º
Procedimento para a cessação antecipada dos CAE

1 - A entidade concessionária da RNT e os produtores celebram um acordo de cessação para cada centro electroprodutor térmico ou para cada conjunto de centros electroprodutores pertencentes à mesma unidade de produção hídrica, conforme aplicável, nos termos enunciados no artigo seguinte, no prazo máximo de 30 dias após a entrada em vigor do presente diploma.

2 - Os acordos de cessação referidos no número anterior ficam sujeitos a aprovação por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a publicar no Diário da República, mediante requerimento a apresentar pelas respetivas partes.

3 - Se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração do acordo de cessação de cada CAE e a sua cessação antecipada por força do presente diploma, fica esta cessação ainda dependente da aprovação, por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a publicar no Diário da República, da adenda àquele acordo prevista no n.º 2 do artigo 10.º, mediante requerimento a apresentar pelas respetivas partes.

Artigo 10.º
Acordo de cessação

1 - Os acordos de cessação, previstos nos artigos 2.º e 9.º, devem obrigatoriamente conter os seguintes elementos:

a) A concretização dos direitos e os deveres que para as partes resultam do presente diploma;

b) O montante das compensações devidas à entidade concessionária da RNT ou ao produtor, calculado nos termos previstos no presente diploma, bem como os parâmetros utilizados no respetivo cálculo;

c) O montante máximo de compensações devidas pela cessação antecipada de cada CAE, de acordo com o disposto no artigo 13.º;

d) As condições dos ajustamentos anuais e do ajustamento final dos montantes das compensações constantes dos n.os 6 e 7 do artigo 3.º e do artigo 11.º;

e) Os termos e condições de pagamento das compensações nos termos definidos no presente diploma, bem como a previsão que o direito conferido aos produtores, nos termos do n.º 1 do artigo 5.º, possa ser cedido para efeitos de titularização;

f) A sujeição a arbitragem dos litígios que se suscitem entre as partes do acordo de cessação em relação à interpretação ou execução do disposto no presente diploma.

2 - Se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração de um acordo de cessação e a cessação antecipada do CAE por força do presente diploma, os contraentes devem realizar uma adenda ao acordo de cessação que contenha o montante das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE, atualizado à taxa aplicável nos termos da subalínea iv) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, e o montante máximo daquelas compensações, atualizado nos termos do n.º 2 do artigo 13.º.

3 - A cada CAE de um centro electroprodutor térmico corresponde um acordo de cessação e ao conjunto de CAE de centros electroprodutores pertencentes a uma mesma unidade de produção hídrica corresponde igualmente um acordo de cessação.

4 - Os acordos de cessação apenas podem iniciar a produção dos seus efeitos quando entrar em funcionamento o mercado organizado a que alude o artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, em condições que assegurem aos produtores a venda da energia elétrica produzida.

Capítulo III
Mecanismo de revisibilidade

Artigo 11.º
Condições de revisibilidade das compensações

1 - Os montantes das compensações devidas às partes contraentes dos CAE pela sua cessação antecipada são ajustados nos termos dos números seguintes.

2 - Compete à DGGE, ouvida a ERSE, com base nos dados fornecidos pela entidade concessionária da RNT, pelas entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia e pelos produtores, determinar, no prazo máximo de 45 dias após o termo de cada ano civil, os ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE em conformidade com o artigo 4.º do anexo I.

3 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a DGGE deve comparar todos os custos e proveitos do centro electroprodutor cujo ajustamento deve ser determinado com todos os custos e proveitos, em igual período, de outros centros electroprodutores de tecnologia equivalente na propriedade ou posse do mesmo produtor.

4 - Para efeitos do número anterior, devem ser considerados como termo de comparação todos os centros electroprodutores a operar em regime de mercado e cujo licenciamento seja anterior à data de entrada em vigor do presente diploma, excetuando-se para o efeito os centros electroprodutores hídricos, de produção em regime especial ou quaisquer outras unidades de produção de energia renovável.

5 - Caso em resultado da comparação prevista no n.º 3 do presente artigo a DGGE apure uma diferença positiva que não seja devidamente justificada pelo produtor, o valor do ajustamento do montante de compensações deve ser deduzido da totalidade da diferença entre os proveitos e custos totais afetos ao centro electroprodutor tomado como referência.

6 - O produtor deve prestar toda a informação solicitada pela DGGE para os efeitos previstos no presente artigo, no prazo de 10 dias após a receção de pedido escrito de informação apresentado pela DGGE.

7 - Imediatamente após a sua determinação, devem os ajustamentos referidos nos números anteriores ser enviados ao membro do Governo responsável pela área de energia para homologação no prazo máximo de 15 dias.

8 - Quando os cálculos a que respeita o n.º 2 do presente artigo conduzirem a um ajustamento positivo, a DGGE, imediatamente após a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, deve comunicar os respetivos resultados à ERSE, para efeitos de repercussão do valor correspondente ao encargo relativo ao pagamento daquele ajustamento na parcela de acerto, no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante o período de 12 meses seguinte.

9 - A homologação prevista no n.º 7 do presente artigo considera-se tacitamente deferida após o decurso do prazo de 15 dias para a respetiva emissão.

10 - Quando os cálculos a que respeita o n.º 2 do presente artigo conduzirem a um ajustamento negativo, o produtor respetivo deve proceder, no prazo máximo de 90 dias úteis após a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, ao pagamento, nos termos do n.º 9 do artigo 6.º, à entidade concessionária da RNT do montante do ajustamento, de forma a que a ERSE efetue a respetiva reversão na tarifa UGS, durante um período que se inicia no 7.º mês do ano subsequente ao ano a que se refere o ajustamento.

11 - A repercussão dos ajustamentos referidos no número anterior na tarifa UGS não deve, contudo, permitir a qualquer das entidades da cadeia de cobrança da tarifa UGS, incluindo o consumidor final, proceder à compensação entre dívidas respeitantes à tarifa UGS e ao montante do ajustamento anual negativo.

12 - O regime previsto nos números anteriores aplica-se, com as devidas adaptações, ao mecanismo de ajustamento final dos montantes das compensações devidas aos produtores estabelecido no n.º 7 do artigo 3.º, com as seguintes exceções:

a) O montante do ajustamento final é determinado em conformidade com o artigo 7.º do anexo I;

b) O ajustamento final é único nos termos do n.º 7 do artigo 3.º;

c) O ajustamento final positivo é repercutido na parcela de acerto durante um período diferenciado por produtor, vigente desde o 90.º dia posterior ao termo do 10.º ano subsequente à data da cessação antecipada do CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 12.º
Mecanismo de reconciliação das parcelas fixa e de acerto

1 - A entidade concessionária da RNT é responsável pela confirmação, no prazo de 30 dias após o termo de cada ano civil, da correspondência entre o montante da parcela fixa e da parcela de acerto fixado pela ERSE para cada ano civil e o montante da parcela fixa e da parcela de acerto efetivamente recebido pelo produtor ou pelos respetivos cessionários até à data da realização desse cálculo por referência ao montante faturado durante o ano anterior.

2 - A ERSE é responsável pela determinação, no prazo máximo de 30 dias após o termo do prazo referido no número anterior, do valor dos encargos referidos na alínea c) do n.º 4 e na alínea e) do n.º 5 do artigo 5.º.

3 - As entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT ficam obrigadas a prestar a informação e colaboração necessária à ERSE para a realização dos atos previstos no número anterior.

4 - No caso de não se verificar a correspondência entre os valores referidos no n.º 1 do presente artigo, a parcela fixa ou a parcela de acerto, consoante aplicável, são revistas de modo que, durante o período de 12 meses seguinte, sejam compensadas integralmente as variações de cobrança ocorridas, acrescidas de juros calculados à taxa referida na subalínea i) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º, ou, em caso de titularização, calculados à taxa correspondente aos custos ou às vantagens decorrentes daquelas variações para o veículo de titularização, determinada com base nos elementos relevantes utilizados para a definição da taxa prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º e aprovados nos termos da alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º.

5 - A ERSE deve, em conformidade com o disposto no número anterior, proceder, no prazo máximo de 30 dias após a determinação do valor referido no n.º 2 do presente artigo, às revisões da tarifa UGS necessárias para assegurar o recebimento do montante integral dos CMEC e demais encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, acrescido de juros calculados nos termos do número anterior, por cada produtor ou pelos respetivos cessionários, sem que haja lugar à restituição ou compensação com quaisquer montantes pagos a cada produtor ou aos respetivos cessionários.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 13.º
Montante máximo das compensações

1 - O valor global dos CMEC devido a uma das partes contraentes dos CAE afeto a cada centro electroprodutor calculado nos termos do n.º 4, acrescido dos montantes resultantes dos ajustamentos anuais e ajustamento final definidos no artigo 3.º, excluindo os juros moratórios referidos no n.º 3 do artigo 2.º, não pode exceder um montante global bruto máximo calculado nos termos do número seguinte.

2 - O montante compensatório máximo devido pela cessação antecipada de cada CAE é calculado com base nos valores indicados no anexo VI, atualizados por referência à data de cessação antecipada do CAE e com base na taxa prevista na subalínea iv) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, ajustado por uma taxa de inflação futura fixada em 2% ao ano.

3 - No âmbito do procedimento previsto no n.º 2 do artigo 11.º para o cálculo de cada ajustamento anual e do ajustamento final do valor dos CMEC e dentro do respetivo prazo, a DGGE deve confirmar, em cada ano civil relevante, que o valor global dos CMEC calculado nos termos

do número seguinte não é superior ao montante compensatório máximo calculado nos termos do número anterior.

4 - O valor global dos CMEC a considerar para os efeitos do número anterior corresponde ao valor atual do montante global dos encargos pagos ou devidos nos termos do n.º 4 do artigo 5.º em cada momento relevante, acrescido do valor agregado dos ajustamentos anuais positivos anteriores e desse ano civil e, quando aplicável, do ajustamento final positivo e deduzido do valor agregado dos ajustamentos anuais negativos anteriores e desse ano civil e, quando aplicável, do ajustamento final negativo, atualizando cada um desses valores por referência à data de cessação antecipada do CAE e com base na taxa prevista na subalínea iv) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, excluindo-se os juros moratórios referidos no n.º 3 do artigo 2.º.

5 - A compensação pela cessação antecipada dos CAE apenas é devida até ao limite do montante compensatório máximo determinado de acordo com o n.º 2, mesmo quando o valor agregado dos ajustamentos ao valor dos CMEC exceda esse montante, devendo, porém, a DGGE, para o efeito do cálculo previsto no n.º 3 do presente artigo, proceder à compensação entre o montante daquele excesso e o valor de eventuais ajustamentos anuais ou final negativos que venham a ser determinados em procedimentos de revisibilidade posteriores.

6 - Em relação aos produtores que sejam parte de uma pluralidade de CAE, o montante compensatório global máximo é determinado em função do valor agregado do montante máximo aplicável a cada CAE, sendo a aferição do cumprimento desse limite efetuada apenas por referência ao montante global do conjunto dos contratos após a compensação entre o valor dos ajustamentos positivos e negativos apurados no conjunto dos contratos.

7 - A limitação quanto ao montante compensatório máximo não prejudica o pagamento integral dos encargos previstos no n.º 4 do artigo 5.º, refletindo-se apenas enquanto limite para a determinação da parcela de acerto, desde que o valor daqueles encargos seja inferior ao montante compensatório máximo calculado nos termos do presente artigo.

Capítulo IV
Disposições finais

Artigo 14.º
Substituição das licenças de produção vinculada

A cessação antecipada dos CAE nos termos previstos no presente decreto-lei depende da atribuição aos produtores de licenças de produção de energia elétrica em regime ordinário para os centros electroprodutores afetados, em conformidade com o disposto nos Decretos-Leis n.os 29/2006, de 15 de fevereiro, e 172/2006, de 23 de agosto, sujeitas, no caso dos centros hidroelétricos, ao prazo de duração dos respetivos títulos de utilização do domínio público hídrico.

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho

Artigo 15.º
Conta de correção de hidraulicidade

O regime estabelecido no Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, mantém-se em vigor até à entrada em vigor de legislação complementar que defina um regime que substitua o da conta de correção de hidraulicidade.

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho

Artigo 16.º
Legislação aplicável às operações de titularização

As disposições do Decreto-Lei n.º 453/99, de 5 de novembro, que estabelece o regime de titularização de créditos, e do Decreto-Lei n.º 219/2001, de 4 de agosto, que estabelece o regime fiscal dessas operações, com as alterações posteriormente introduzidas, são aplicáveis às operações de titularização que tenham por objeto os direitos e outros ativos decorrentes do pagamento dos encargos previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º, sem prejuízo das regras especiais previstas no presente diploma.

Artigo 17.º
Entrada em vigor

O presente diploma entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Anexo I
Metodologia de cálculo aplicável à cessação antecipada dos CAE

Artigo 1.º
Cálculo do valor da compensação devido pela cessação antecipada dos CAE

1 - O montante bruto da compensação pela cessação antecipada do CAE afeto ao centro electroprodutor k, CP_k, é calculado pela seguinte expressão:

$$CP_k = \sum_{i=1}^{v} \left\{ \frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} - \frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{5} (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki}\right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \right\}$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) i representa o ano civil em causa;

b) v representa o número de anos que, à data de cessação antecipada do CAE, faltam para a data de fim do contrato inicialmente prevista para o centro electroprodutor k;

c) m representa o mês em causa;

d) h representa o posto horário de acordo com a definição do anexo III;

e) EF_{ki} representa o encargo fixo no final do ano i de acordo com o CAE do centro electroprodutor k, convertido para preços correntes pelos índices nele previstos, conhecidos à data de cessação antecipada do CAE, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual de 2%, dessa data em diante, o qual inclui:

   i) A amortização e remuneração implícita ou explícita no CAE do ativo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respetivo contrato, devidamente autorizados e contabilizados;

   ii) Os encargos fixos de operação e manutenção correntes;

   iii) A remuneração do stock de combustível;

   iv) Outros, desde que explicitamente definidos nos CAE;

   v) Os fatores de correção e ponderação relativos à disponibilidade garantida da central, segundo as disposições previstas no respetivo CAE;

f) VT_{kimh} representa a produção estimada nos termos do anexo IV, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k, para o posto horário h do mês m do ano i, calculada por aplicação do modelo VALORÁGUA, num cenário de ano hidrológico médio nos termos do anexo IV, tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE e a melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado;

g) PT_{mh} representa, a preços referidos à data de cessação antecipada dos CAE, o preço de mercado, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m, que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado, calculado para um ano hidrológico médio, de acordo com o disposto no anexo III;

h) VT_{ki} representa a produção estimada nos termos do anexo IV, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o ano i, calculada por aplicação do modelo VALORÁGUA, num cenário de ano hidrológico médio nos termos do anexo IV, tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE e a melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado;

i) EVT_{ki} representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, a preços referidos à data de cessação antecipada do CAE, estimado conforme as disposições constantes do CAE do centro electroprodutor k, no ano i, tendo em conta os encargos com a aquisição de combustível estabelecidos no anexo V e o desempenho definido no respetivo contrato;

j) j representa a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada do CAE por força do presente diploma, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer uma delas acrescida de 0,25 pontos percentuais;

l) I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação do final de junho do ano i, admitindo uma taxa de inflação de 2% ao ano a partir da data de cessação antecipada do CAE;

m) I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação disponível publicamente no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração do acordo de cessação e a cessação antecipada, disponível no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º.

3 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

4 - O montante global bruto da compensação, pela cessação antecipada do conjunto dos CAE celebrados por cada produtor, é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$CP = \sum_{k} CP_k$$

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 2.º
Cálculo do valor anual da parcela fixa da tarifa UGS

1 - O valor anual da parcela fixa da tarifa UGS corresponde à soma dos montantes anuais previstos no n.º 4 do artigo 5.º do presente diploma, sendo calculado, para o ano a, de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Parcela Fixa}_a = \sum_{\text{Produtores}} \left[CP \times \frac{I}{1-(1+I)^{-nt}} \right.$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) CP representa o valor das compensações devidas a cada produtor nos termos do n.º 4 do artigo anterior;

b) I representa a taxa de juro a que se refere a alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º do presente diploma;

c) nt representa o número de anos, arredondado à décima, diferenciado por produtor, referido no n.º 8 do artigo 5.º do presente diploma.

3 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 3.º
Cálculo do valor mensal da parcela fixa da tarifa UGS

1 - O valor mensal da parcela fixa da tarifa UGS é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Parcela Fixa}_m = (\text{Parcela Fixa}_a + A_i)/12$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) Parcela Fixa_a representa o valor da parcela fixa anual calculado nos termos do n.º 1 do artigo anterior;

b) A_i representa o valor dos ajustamentos anuais previstos na alínea c) do n.º 4 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º, ambos do presente diploma.

3 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 4.º
Cálculo do montante de revisibilidade anual afeto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE

1 - O valor do ajustamento anual Revisão_{ki}, relativo ao ano civil i para o centro electroprodutor k em função da revisibilidade, é calculado pela expressão:

$$\text{Revisão}_{ki} = \left[\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) \right] +$$

$$+ \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{5} (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}} -$$

$$- \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{h=1}^{5} (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right] + GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) m representa o mês dentro de cada ano;

b) h representa o posto horário de cada mês;

c) EF_{kmi} representa o encargo fixo devido ao produtor responsável pelo centro electroprodutor k, referente ao mês m do ano i tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido a preços correntes do final do ano i pelos índices previstos no CAE e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições legais neles definidas;

d) Km_{kmi} representa o coeficiente de disponibilidade verificado no centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição do respetivo CAE; nos casos de força maior previstos no CAE, o coeficiente de disponibilidade a considerar deve ser igual ao Kp_{kmi}, conforme definido na alínea seguinte;

e) Kp_{kmi} representa o coeficiente de disponibilidade previsto para o centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição prevista no respetivo CAE e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea c) do presente artigo;

f) VT_{kimh} representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i, correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respetivo CAE, conforme definido na alínea f) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

g) PT_{mh} representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m, que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado, conforme definido na alínea g) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

h) VT_{ki} representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respetivo CAE, conforme definido na alínea h) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

i) EVT_{ki} representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, conforme definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

j) VV_{kimh} representa a produção do centro electroprodutor k no posto horário h do mês m do ano i, determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;

l) PV_{imh} representa o preço médio de mercado, excluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, no posto horário h do mês m do ano i;

m) VV_{kim} representa a produção do centro electroprodutor k no mês m do ano i, determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;

n) EVV_{kim} representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, verificado para o centro electroprodutor k no mês m do ano i, determinado com base nas disposições estabelecidas no respetivo CAE no que respeita aos preços internacionais *cost insurance and freight* (CIF) dos combustíveis e custos de transporte até ao centro electroprodutor definidos no anexo V, aos custos variáveis de O&M (operação e manutenção) previstos no CAE, e outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos mesmos termos do respetivo clausulado e anexos, uns e outros reportados ao mês m do ano i;

o) GP_{ki} representa a receita de garantia de potência recebida pelo centro electroprodutor k no ano i;

p) SS_{ki} representa a receita de serviços de sistema recebidos pelo centro electroprodutor k no ano i;

q) I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de junho do ano i;

r) I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE.

3 - No caso de o valor do fator EVV_{kim} definido na alínea n) do número anterior ser superior ao valor do fator EVT_{ki} definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, em virtude da inclusão de encargos variáveis apenas reconhecidos à data da revisibilidade nos termos do clausulado e anexos do CAE, o cálculo do ajustamento anual deve considerar eventuais proveitos associados aos custos adicionais que justificam aquela diferença.

4 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 5.º
Forma de acerto de contas relativo à revisibilidade anual das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE

O acerto de contas AC(índice i), relativo ao valor da revisão anual referente ao ano i para os efeitos do disposto no n.º 6 do artigo 3.º do presente diploma, será realizado de acordo com a expressão seguinte:

$$AC_i = \sum_k Revisão_{ki} \times (1+j'a)$$

sendo que:

a) $Revisão_{ki}$ representa o valor de ajustamento anual relativo ao ano civil i para o centro electroprodutor k conforme definido no n.º 1 do artigo 4.º do presente anexo;

b) j'a representa a taxa de juro nominal EURIBOR a um ano em vigor no último dia do ano civil a que se refere o ajustamento.

Artigo 6.º
Cálculo do valor mensal da parcela de acerto da tarifa UGS

1 - O valor mensal da parcela de acerto da tarifa UGS é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$Parcela\ de\ Acerto_m = \left(AC_{ip} + AF_{ip} + A_i\right)/12$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) AC_{ip} representa o valor de acerto de contas calculado nos termos do artigo 5.º do presente anexo, apenas quando seja positivo;

b) AF_{ip} representa o valor do ajustamento final anualizado, a considerar a partir do início do 11.º ano após a cessação antecipada do CAE, calculado nos termos do artigo 8.º do presente anexo, apenas quando seja positivo;

c) A_i representa o valor dos ajustamentos anuais previstos na alínea e) do n.º 5 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º, ambos do presente diploma, quer aquele valor seja positivo ou negativo.

3 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 7.º
Cálculo do valor do ajustamento final

1 - O valor do ajustamento final AF_k da compensação relativa ao centro electroprodutor k, referido a preços do início do 11.º ano após a data de cessação antecipada do respetivo CAE, é calculado pela seguinte expressão:

$$AF_k=\left\{\left[\sum_{i=11}^{v}\frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}}\times\left(km_k-kp_k\right)\right]+\right.$$

$$+\sum_{i=11}^{v}\left[\frac{\left[\sum_{m=1}^{12}\sum_{h=1}^{5}(VT_{kimh}\times PT_{mh})-VT_{ki}\times EVT_{ki}\right]\times\frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-10,5}}\right]-$$

$$\left.-\sum_{i=11}^{v}\frac{\left[\sum_{m=1}^{12}\sum_{h=1}^{5}(VTF_{kimh}\times PTF_{mh})-VTF_{ki}\times EVTF_{ki}\right]\times\frac{I'_i}{I_{11}}}{(1+j)^{i-10,5}}\right\}$$

2 - Na expressão do número anterior:

a) EF_{ki} representa o encargo fixo do centro electroprodutor k no final do ano i tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido para preços correntes pelos índices previstos no CAE, conhecidos à data do ajustamento final, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos, medida pela evolução correspondente do IPC (continente) sem habitação, e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições neles definidas;

b) km_k representa, para o centro electroprodutor k, a média dos coeficientes de disponibilidade, de acordo com a definição do respetivo CAE, verificados nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

c) kp_k representa, para o centro electroprodutor k, o coeficiente de disponibilidade implícito no CAE utilizado para o cálculo do montante da compensação devida ao produtor pela cessação antecipada do contrato e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea a) anterior;

d) VTF_{kimh} representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i, calculada por aplicação do modelo VALORÁGUA, conforme definido no anexo IV, num cenário baseado na média da energia produzida, da disponibilidade real desse centro electroprodutor e de simulações da exploração do sistema

electroprodutor com as afluências mensais aos aproveitamentos hidroelétricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

e) PTF_{mh} representa o preço médio de mercado, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m, que se admita que o centro electroprodutor k venha a auferir quando operado em mercado, calculado como a média dos valores verificados nos últimos 10 anos disponíveis à data da realização do cálculo, desagregados por mês e posto horário, de acordo com a estrutura definida no n.º 2 do anexo III;

f) VTF_{ki} representa a produção estimada do centro electroprodutor k no ano i, nas condições definidas na alínea d) do presente número;

g) $EVTF_{ki}$ representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, considerando o preço do combustível respetivo, em vigor no mercado, baseado em índices internacionais de acordo com o anexo V, bem como os outros custos variáveis de O&M (operação e manutenção) previstos no CAE e, caso existam, outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos termos previstos em cada CAE;

h) I'_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de junho do ano i, admitindo uma taxa de inflação anual correspondente à taxa de inflação média dos últimos cinco anos;

i) I_{11} representa o IPC (continente) sem habitação do início do primeiro ano a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano;

j) I_{ref} representa o IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE;

l) j representa, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no início do primeiro ano civil a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano, acrescida de 0,25 pontos percentuais;

m) As restantes variáveis têm o significado já atribuído no n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo.

3 - No caso de o valor do fator $EVTF_{ki}$ definido na alínea g) do número anterior ser superior ao valor do fator EVT_{ki} definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, em virtude da inclusão de encargos variáveis apenas reconhecidos à data de cálculo do ajustamento final nos termos do clausulado e anexos do CAE, o cálculo do ajustamento final deve considerar eventuais proveitos associados aos custos adicionais que justificam aquela diferença.

4 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

5 - O montante global do ajustamento final da compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE celebrados por cada produtor é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$AF = \sum_{k} AF_k$$

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Artigo 8.º
Cálculo do valor anual do ajustamento final a integrar na parcela de acerto da tarifa UGS

1 - Em cada ano civil i, e a partir do 11.º ano após a data de cessação antecipada do CAE, o montante AF(índice i) do pagamento referente ao ajustamento final para todos os produtores é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$AF_i = \sum_{\text{Produtores}} AF \times \frac{I}{1-(1+I)^{-nt}}$$

em que:

a) I representa a taxa de juro referida na alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º do presente diploma ou, em caso de titularização, a taxa determinada com base nos elementos relevantes utilizados para o cálculo da taxa prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º e aprovados nos termos da alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º do presente diploma;

b) nt representa o período de tempo que decorre desde o 90.º dia posterior ao termo do 10.º ano subsequente à data da cessação antecipada do CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor;

c) AF tem o significado atribuído no n.º 5 do artigo 7.º do presente anexo.

2 - No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no número anterior deve ser ajustada em conformidade.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Anexo II

Entidades produtoras de energia elétrica integradas no SEP e centros electroprodutores beneficiários de compensações pela cessação antecipada dos CAE

1 - As entidades produtoras de energia elétrica integradas no SEP e os centros electroprodutores beneficiários de compensações pela cessação antecipada dos CAE são os seguintes:

Entidade	Centro eletroprodutor
Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	Pego.
TURBOGÁS – Produtora Energética, S.A.	Tapada do Outeiro.
CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.	Sines, Setúbal, Carregado, Barreiro, Tunes (grupos III e IV), Alto Lindoso, Touvedo, Alto Rabagão, Venda Nova (I+II), Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas, Caniçada, Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Valeira, Tabuaço, Régua, Carrapatelo, Torrão, Crestuma-Lever, Caldeirão, Aguieira, Raiva, Cabril, Bouçã, Castelo de Bode, Fratel e Pracana

2 - A afetação dos centros produtores hidroelétricos a cada unidade de produção hídrica é a seguinte:

Unidade de Produção Hídrica do Lima:

Alto Lindoso;

Touvedo;

Unidade de Produção Hídrica do Cávado:

Alto Rabagão;

Paradela;

Venda Nova;

Salamonde;

Vilarinho das Furnas;

Caniçada;

Unidade de Produção Hídrica do Douro Internacional:

Miranda;

Picote;

Bemposta;

Unidade de Produção Hídrica do Douro Nacional:

Pocinho;

Valeira;

Vilar-Tabuaço;

Régua;

Carrapatelo;

Crestuma;

Torrão;

Unidade de Produção Hídrica do Mondego:

Caldeirão;

Aguieira;

Raiva;

Unidade de Produção Hídrica do Zêzere/Tejo:

Cabril;

Bouçã;

Castelo de Bode;

Pracana;

Fratel.

Anexo III

Preços de referência de mercado para determinação das receitas expectáveis

1 - O preço de referência de mercado referido na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do presente diploma é diferenciado por postos horários, conduzindo aos valores mensais a preços constantes da data de cessação antecipada do CAE que se indicam na tabela seguinte:

Euros/Mwh	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano
1.º PH	37,41	34,27	33,75	32,65	33,94	36,36	38,89	39,54	40,78	39,99	44,92	50,23	38,81
2.º PH	36,63	33,32	32,72	32,09	33,29	35,91	38,55	39,26	40,56	39,59	43,70	46,68	37,86
3.º PH	35,95	32,66	32,33	31,58	32,99	35,49	37,97	38,70	39,57	38,99	43,01	44,28	37,09
4.º PH	34,43	31,91	31,41	30,91	32,20	33,79	36,47	34,54	36,00	34,91	39,66	37,48	35,54
5.º PH	31,71	30,05	29,76	28,16	29,89	31,65	32,47	32,01	32,38	32,22	36,01	35,83	31,92
Média	35,22	32,37	31,91	31,03	32,40	34,61	36,85	36,77	37,89	37,18	41,46	42,74	36,00

Os preços indicados na tabela acima conduzem a um valor médio anual de (euro) 50/MWh e pressupõem o recebimento horário do valor associado à garantia de potência e serviços de sistema.

2 - A duração relativa dos postos horários do diagrama mensal de duração de cargas, resultante da classificação das cargas por ordem decrescente, é a mesma para todos os meses e pressupõe durações de 6%, 28%, 18%, 21% e 27%, respetivamente para o 1.º, 2.º, 3.º, 4.º e 5.º postos horários, correspondendo o 1.º posto às horas de maior procura.

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Anexo IV

Processo de cálculo da produção a considerar para efeitos de determinação do valor da compensação devida pela cessação antecipada dos CAE

1 - A produção de cada centro electroprodutor a considerar para efeitos de determinação do valor da compensação pela cessação antecipada do CAE deve ser definida com base em simulações do sistema electroprodutor efetuadas com o modelo VALORÁGUA, correspondentes à melhor expectativa face à evolução estrutural do mercado e tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE.

2 - Para efeitos do número anterior, no prazo de cinco dias úteis após a entrada em vigor do presente diploma, deve ser constituída uma equipa de trabalho cujos elementos são indicados pela entidade concessionária da RNT e pelo produtor.

3 - As simulações devem ser realizadas pela equipa prevista no número anterior com a seguinte periodicidade:

a) No prazo de 15 dias úteis após a entrada em vigor do presente diploma, no caso da determinação do valor inicial das compensações;

b) Anualmente, no prazo de 45 dias após o termo de cada ano civil, para o ajustamento anual;

c) Num prazo de 30 dias úteis antes do final do 10.º ano subsequente à data de cessação antecipada do CAE.

4 - A produção a considerar, nos termos das simulações referidas no número anterior, deve ser devidamente ajustada em função de um coeficiente que tenha em conta, designadamente, os desvios historicamente verificados entre a produção real e os resultados de otimização com o

modelo, o qual deve ser definido, no prazo de 20 dias após a entrada em vigor do presente diploma, por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia.

5 - O acordo de cessação definido no artigo 10.º do presente diploma deve estabelecer as condições de funcionamento da equipa de trabalho referida no n.º 2 do presente anexo, bem como a definição dos aspetos necessários à realização de cada tipo de simulação, nomeadamente a versão do modelo VALORÁGUA a utilizar, visando a melhor adequação possível entre os resultados do modelo e a realidade.

6 - Qualquer alteração dos termos referidos no número anterior deve ser sujeita a homologação do diretor-geral de Geologia e Energia, ouvida a entidade concessionária da RNT e os produtores.

7 - No que respeita aos ajustamentos anuais e final das compensações devidos pela cessação antecipada de cada CAE, no acordo de cessação deve ficar definido o procedimento a adotar para o cálculo dos coeficientes de disponibilidade verificada e garantida em cada centro electroprodutor, bem como o procedimento a adotar para a obtenção e tratamento dos dados necessários à realização de simulações com o modelo VALORÁGUA.

Anexo V

Valores base para o cálculo dos encargos com a aquisição de combustível

1 - Para efeitos da determinação do montante dos CMEC e respetivos ajustamentos anuais e ajustamento final, os encargos com a aquisição de combustível nos casos previstos na alínea c) do n.º 1 do artigo 4.º do presente diploma são calculados com base nos valores dos índices internacionais constantes dos respetivos CAE ou, na falta destes, outros índices a estabelecer entre as partes do acordo de cessação.

2 - Os encargos com a aquisição de combustíveis a considerar na determinação do montante de CMEC à data de cessação antecipada dos CAE, a preços constantes dessa data, nos termos da alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do anexo I, são os indicados na seguinte tabela:

Ano	Carvão CIFF litoral [euros/tonelada]	Fuelóleo CIFF litoral [euros/tonelada]	Gasóleo CIFF litoral [€ 2002/kl]	Gás natural	
				Termo variável euro/10^3m^3N	Termo fixo euro/10^3m^3N
	PCI (6 250 kcal/kg=26 168 kj/kg)	PCI (9 600 kcal/kg=40 193 kj/kg)	PCI (10 200 kcal/kg=36 086 kj/t)	PCI (9 028 kcal/m^3N =37 800 kj/m^3N)	
2004	38,02	139,77	616,05	155,53	29,93
2005	38,02	139,36	615,64	163,03	29,93
2006	38,02	139,77	612,65	164,12	29,93
2007	38,02	140,17	609,70	165,38	29,93
2008	38,02	140,57	606,84	166,88	29,93
2009	38,02	141,37	605,77	168,14	29,93
2010	38,02	141,78	599,61	169,64	29,93
2011	38,02	142,18	597,03	170,90	29,93
2012	38,02	142,58	592,87	172,16	29,93
2013	38,02	143,38	595,03	173,66	29,93
2014	38,02	143,79	593,95	175,42	29,93

2015	38,02	144,19	592,89	176,84	29,93
2016	38,02	144,59	590,61	178,35	29,93
2017	38,02	145,39	591,25	179,85	29,93
2018	38,02	145,80	587,25	181,61	29,93
2019	38,02	146,60	584,93	183,53	29,93
2020	38,02	147,00	581,16	185,21	29,93
2021	38,02	147,81	579,11	187,13	29,93
2022	38,02	147,81	574,04	189,06	29,93
2023	38,02	147,81	571,07	191,23	29,93
2024	38,02	147,81	565,49	193,40	29,93

3 - Os encargos com a aquisição de combustíveis referidos no número anterior devem ser acrescidos dos seguintes custos de manuseamento portuário, transporte e outros custos, necessários para colocar os combustíveis nos centros electroprodutores, a preços constantes da data de cessação antecipada do CAE:

Central	Combustível	Acréscimo de preço (euros/tonelada)
Setúbal	Fuelóleo	0,91
Carregado	Fuelóleo	9,29
Barreiro	Fuelóleo	5,06
Tapada do Outeiro	Fuelóleo	16,95
Sines	Carvão	2,72
Pego	Carvão	12,81

Alterações

Alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro

Anexo VI

Valores anuais para cálculo do montante máximo atualizado de compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE

O montante compensatório máximo afeto a cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do respetivo CAE a preços constantes dessa data é definido a partir dos valores constantes da tabela seguinte, nos termos da metodologia prevista no artigo 13.º do presente diploma:

CMEC	PREÇOS DEZEMBRO 2003			EUROS																					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	TÉRMICAS																								
	Tapada do Outeiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Carregado	1031 08304	96466 461	9 308573 4	903 12958	82962 110	803521 42	78 238812	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Alto Mira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Barreiro	193 50184	187815 589	1 835126 3	180 29998	17635 385	172449 59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Tunes12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Tunes34	166 57186	9669 811	900241 0	8 335421	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Setúbal	1216 87775	117980 164	1 150832 5	109 828147	10008 9491	990629 36	97 455302	9256 3436	888342 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Sines	146 96475	14405 598	1 946617 0	381 60093	76131 709	735663 63	71 878967	6700 2131	627618 84	5 824288 5	534 07528	48567 802	4 330827 2	362 54910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HÍDRICAS																								
	Alto Lindoso	393 83883	38527 333	3 758782 5	365 64411	35584 979	345679 27	33 508217	3225 2082	309113 18	2 964053 2	286 01789	27283 053	2 596370 5	246 66508	23450 180	221241 66	20 798153	1949 4785	181914 18	1 753795 3	161 87258	0	0	0
	Touvedo	61 31621	6019 807	593210 1	5 834081	566 3642	55186 43	5 395304	527 1909	51124 37	495602 5	48 08986	4746 258	457965 3	4 413048	431 8538	41480 91	3 977643	381 1480	36453 17	379999 0	36 10518	0	0	0
	Alto Rabagão	222 17379	22277 824	2 178380 5	213 21510	20773 164	202521 76	19 753487	1942 9832	189509 85	1 848039 3	184 60607	17857 802	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Paradela	46 85561	4237 280	404777 7	3 709803	340 8546	33122 85	3 103297	288 2826	25430 18	236845 7	24 20291	2071 992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Venda Nova	-1 93765	15597 562	1 497983 6	144 64745	13791 281	133520 83	12 820019	1202 7682	116939 51	1 086498 1	106 90277	9875 910	1 480588 2	142 12722	13619 563	132811 28	12 676122	1207 1117	118208 40	1 119666 5	105 72491	10136 791	950046 1	8 864134
	Salamonde	-38 25432	-3880 816	-378415 5	-3 784169	-368 7477	-37583 85	-3 475745	-355 6741	-34845 24	-361269 0	-37 40808	-3858 924	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vilarinho Furnas	73 87941	7198 949	714135 0	6 967301	676 1718	67430 51	6 552882	627 2170	60146 64	609340 7	58 10246	5536 275	529718 5	5 040364	476 4850	50428 87	4 732288	445 1242	41437 26	0	0	0	0	0
EDP	Caniçada	-6 13709	-1150 662	-99938 7	-6 12116	446 797	-9720 52	-1 013104	-118 0819	-15351 71	-116148 8	-12 58828	-1566 131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Miranda	-5 44681	-265 535	-39247 1	-3 24995	-392 561	-4044 58	-640369	42 2690	-9104 49	-170487 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Picote	-154 25718	-15098 266	-1 481813 0	-145 18056	-14292 315	-142386 75	-14 801120	-1500 8901	-152637 39	-1 551847 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bemposta	-136 00845	-13072 258	-1 241396 2	-119 06954	-11739 096	-117988 27	-11 638576	-1162 3404	-117923 71	-1 214804 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pocinho	174 68493	17220 869	1 696210 0	167 79393	16717 381	165590 29	16 283521	1575 3462	153317 24	1 474047 4	142 53754	13698 722	1 313083 8	126 51548	12263 427	116812 45	11 099041	1053 1526	100375 49	946506 0	88 92574	0	0	0
	Valeira	117 18572	11694 788	1 158918 5	114 12531	11261 742	109855 26	10 793607	1043 2873	99695 32	936840 8	87 57931	8165 838	755970 9	6 953621	644 3563	61328 54	5 504456	490 4294	43042 23	393044 1	33 14026	0	0	0
	Vilar-Tabuaço	26 79532	2578 381	255791 7	2 474942	234 0002	22737 71	2 164100	249 7735	28235 37	263981 7	24 40783	2266 232	209257 0	2 086368	190 8644	17309 40	1 553275	137 3158	11930 78	101308 6	8 33168	0	0	0
	Régua	86 27693	8586 315	845371 7	8 298500	810 2487	79675 91	7 537683	724 4381	68537 67	631628 4	64 43704	6718 738	689031 8	6 245308	560 0324	49553 46	4 510790	388 2064	33856 69	365288 9	29 49408	0	0	0
	Carrapatelo	55 52284	5483 489	541716 2	5 327807	526 8467	46993 91	4 655991	437 4341	40637 48	363438 8	30 88356	3294 510	347592 1	3 674515	304 3984	23881 87	1 732317	133 7562	13666 23	91520 9	2 21224	0	0	0
	Crestuma	297 95117	29358 350	2 879042 3	283 51578	27746 927	270609 16	26 424405	2568 3885	251946 96	2 444146 3	236 91291	22910 519	2 225597 3	215 59572	20969 852	201860 71	19 402295	1876 7196	180111 55	1 722371 3	164 36279	0	0	0
	Torrão	20 81786	11773 799	1 146056 3	112 51833	10945 242	106102 25	10 358373	992 2790	95261 52	928577 1	88 79944	8492 177	808961 5	7 827327	750 5786	71976 05	6 777214	637 2959	59436 61	567889 9	52 37657	0	0	0
	Caldeirão	81 73181	8018 912	785822 2	7 703893	754 3263	73888 73	7 231364	707 6312	69041 22	673499 3	65 68987	6585 982	640406 3	6 222144	604 0225	58583 07	5 676388	549 5081	53431 89	522159 0	50 33808	0	0	0
	Aguieira	200 73031	19817 690	1 935262 9	193 19075	18835 680	183658 96	17 925595	1739 2401	168726 45	1 640260 7	158 91992	15342 078	1 479598 8	142 49901	13703 795	133788 77	12 820312	1230 8549	119231 79	1 159614 5	110 04079	0	0	0
	Raiva	114 61238	11293 339	1 105740 1	108 24613	10594 885	103588 56	10 101408	983 7870	95651 52	929855 4	90 47254	8789 834	853363 7	8 277441	802 1245	77650 47	7 508849	725 6934	70050 21	675310 7	65 01192	0	0	0
	Cabril	-6 57057	408 118	-101258 3	-1 150489	-140 3850	-14979 93	-1 728216	-193 2782	-21924 10	-243978 4	-21 08877	-2425 772	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bouçã	-3 35132	-408 690	-32761 9	-3 80517	-494 786	-4694 53	-539208	-61 3973	-7346 34	-77691 0	-3 38128	-510 275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C. Bode	-14 80720	-1778 982	-192811 9	-2 018716	-225 9553	-22915 11	-2 402152	-260 8669	-23947 36	-265341 1	-27 85124	-3097 023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pracana	13 97088	1395 889	136210 9	1 306100	127 2171	12195 23	1 269848	117 6598	11017 09	103294 4	10 38262	963 721	118809 4	1 101724	101 5353	9289 84	842614	76 1752	9897 40	101135 9	9 00614	0	0	0
	Fratel	78 58076	7874 286	783649 0	7 579548	733 8692	71505 53	6 888141	648 1174	60973 22	579523 0	54 81488	5137 161	495424 8	4 860570	449 1386	41222 37	3 753121	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	4555 15342	449735 155	4 434830 0	449 462269	45565 2829	4 428813 63	414 101833	31822 7913	3028185 41	20 035494 1	2195 51704	209836 480	19 332967 0	180 297591	13716 0717	1 309219 70	123 364878	11281 9701	1073043 88	9 899610 4	916 94599	10136 791	950046 1	8 864134
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	TÉRMICAS																								
Tejo Energia	Pego	1003 95318	53756 267	4 628302 9	491 43090	74257 220	751483 91	71 560736	7006 6388	709241 36	7 145252 7	712 28759	72304 651	7 030875 0	682 97392	67085 034	654370 35	63 652722	2725 1646	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	1003 95318	53756 267	4 628302 9	491 43090	74257 220	751483 91	71 560736	7006 6388	709241 36	7 145252 7	712 28759	72304 651	7 030875 0	682 97392	67085 034	654370 35	63 652722	2725 1646	0	0	0	0	0	0
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	TÉRMICAS																								
Turbogás	Tapada	1012 36085	107252 355	1 078070 80	110 594690	11059 6961	1 113572 13	112 867560	11293 1321	1139680 96	11 142662 6	1145 97224	124660 280	12 686980 2	131 015816	13242 0745	1 336827 30	135 028309	13675 2626	1378717 14	13 905270 8	525 22173	0	0	0
	TOTAL	1012 36085	107252 355	1 078070 80	110 594690	11059 6961	1 113572 13	112 867560	11293 1321	1139680 96	11 142662 6	1145 97224	124660 280	12 686980 2	131 015816	13242 0745	1 336827 30	135 028309	13675 2626	1378717 14	13 905270 8	525 22173	0	0	0
TOTAL CMEC'S		6571 46746	610743 778	5 975731 10	609 200049	64050 7009	6 293869 67	598 530129	50122 5623	4877107 73	38 323409 4	4053 77687	403801 411	39 050522 2	379 610799	33666 6496	3 300417 35	322 045909	27682 3974	2451761 02	23 804881 1	1442 16771	10136 791	950046 1	8 864134

Promoção da utilização da energia proveniente de fontes renováveis

Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro

No âmbito da Estratégia Nacional da Energia 2020, define as metas nacionais de energia renovável no consumo de energia final e transpõe parcialmente a Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril

O programa de governo do XVIII Governo Constitucional estabelece que um dos objetivos para Portugal deve ser «liderar a revolução energética» através de diversas metas, entre as quais «assegurar a posição de Portugal entre os cinco líderes europeus ao nível dos objetivos em matéria de energias renováveis em 2020 e afirmar Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora».

Na sequência da Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), que foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, o presente decreto-lei vem estabelecer metas para a produção de energia com base em fontes renováveis e dar aos consumidores instrumentos para poderem avaliar a quantidade de energia proveniente de fontes renováveis no cabaz energético de um determinado fornecedor.

Em primeiro lugar, definem-se as metas nacionais de utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia estabelecendo-se que, em 2020, a meta de utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia deve ser de 31% e que, também em 2020, a utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo energético no setor dos transportes deve ser de 10%.

Estas metas são fundamentais para alcançar três objetivos. Por um lado, reduzir a dependência energética do País face ao exterior para 74% em 2020, passando a produzir, a partir desta data, através de recursos endógenos, o equivalente a 60 milhões de barris anuais de petróleo, com vista a assegurar uma progressiva independência do País face aos combustíveis fósseis, conforme consta da ENE 2020.

Por outro, para reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas e conseguir, assim, gerar uma redução de importações de 2000 milhões de euros.

Finalmente, para criar riqueza e consolidar um cluster energético no setor das energias renováveis em Portugal, assegurando em 2020 um valor acrescentado bruto de 3800 milhões de euros e criando mais 100 000 postos de trabalho a acrescer aos 35 000 já existentes no setor e que são consolidados. Destes 135 000 postos de trabalho do setor, 45 000 são diretos e 90 000 indiretos. O impacto no PIB passará de 0,8% para 1,7% até 2020.

Em segundo lugar, cria-se um mecanismo de emissão de garantias de origem para a eletricidade a partir de fontes de energia renovável. Trata-se de um instrumento para comprovar ao consumidor final a quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético de um determinado fornecedor. Os consumidores podem escolher um fornecedor de energia com mais informação e optar pelo fornecedor que produza com um maior recurso a energias renováveis, enquanto os agentes do mercado podem promover com mais facilidade os seus produtos.

O presente decreto-lei transpõe parcialmente para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga a

Diretiva n.º 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro, relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade, e a Diretiva n.º 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de maio, relativa à promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto

O presente decreto-lei tem o seguinte objeto:

a) Transpõe parcialmente para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, que altera e subsequentemente revoga as Diretivas n.os 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro, e 2003/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de maio;

b) Estabelece as metas nacionais de utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e para a quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida pelos transportes;

c) Define os métodos de cálculo da quota de energia proveniente de fontes de energia renováveis; e

d) Estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para a eletricidade a partir de fontes de energia renováveis.

e) Estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para energia de aquecimento ou arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis;

f) Estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 1.º-A
Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «Biocombustíveis» os combustíveis líquidos ou gasosos para os transportes, produzidos a partir de biomassa;

b) «Biolíquidos» os combustíveis líquidos para fins energéticos, com exceção dos destinados aos transportes, incluindo eletricidade, aquecimento e arrefecimento, produzidos a partir de biomassa;

c) «Biomassa» a fração biodegradável de produtos, resíduos e detritos de origem biológica provenientes da agricultura, incluindo substâncias de origem vegetal e animal, da exploração florestal e de indústrias afins, incluindo da pesca e da aquicultura, bem como a fração biodegradável dos resíduos industriais e urbanos;

d) «EEGO», a entidade responsável pela emissão das garantias de origem;

e) «Energia aerotérmica» a energia armazenada sob a forma de calor no ar;

f) «Energia geotérmica» a energia armazenada sob a forma de calor debaixo da superfície sólida da Terra;

g) «Energia hidrotérmica» a energia armazenada sob a forma de calor nas águas superficiais;

h) «Energia proveniente de fontes renováveis» a energia proveniente de fontes não fósseis renováveis, nomeadamente eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica e oceânica, hídrica, de biomassa, de gases dos aterros, de gases das instalações de tratamento de águas residuais e biogases;

i) «Garantia de origem», um documento eletrónico com a única função de provar ao consumidor final que uma determinada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis, ou, no caso do gás, de baixo teor de carbono;

j) «Gases de baixo teor de carbono», os combustíveis gasosos produzidos a partir de um processo que utilize energia de fontes de origem não renovável, cujas emissões de carbono sejam inferiores a 36,4 Gco_2-eq/MJ;

k) «Gases de origem renovável», os combustíveis gasosos produzidos de processos que utilizem energia de fontes de origem renovável na aceção da Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018;

l) «Obrigação de energias renováveis» um regime de apoio nacional que obrigue os produtores de energia a incluir uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis na sua produção, os comercializadores de energia a incluir uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis na energia por eles fornecida ou que obrigue os consumidores de energia a incluir uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu consumo, estando incluídos nestes regimes de apoio nacional aqueles ao abrigo dos quais estes requisitos possam ser satisfeitos mediante a utilização de certificados verdes;

m) «Regime de apoio» qualquer instrumento, sistema ou mecanismo aplicado por um Estado-Membro ou por um grupo de Estados-Membros que vise a promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, dos quais resulte a redução do custo dessa energia, o aumento do preço pelo qual esta pode ser vendida, ou o aumento, por meio da obrigação de utilizar energias renováveis ou por outra forma, do volume das aquisições de energias renováveis, incluindo, designadamente, ajudas ao investimento, isenções ou reduções fiscais, reembolso de impostos, regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis, nomeadamente os que utilizam certificados verdes, e os regimes de apoio direto ao preço, nos quais se incluem as tarifas garantidas de aquisição determinadas por lei ou regulamento, o pagamento de prémios e os mecanismos de mitigação de risco, através designadamente da fixação de tarifas mínimas de aquisição;

n) «Sistemas de aquecimento urbano» ou «sistemas de arrefecimento urbano» a distribuição de energia térmica sob a forma de vapor, de água quente ou de líquidos refrigerados a partir de uma fonte de produção central através de um sistema de transporte e distribuição a múltiplos edifícios ou locais, para o aquecimento ou arrefecimento de espaços ou processos.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Capítulo II
Metas e cálculo da energia proveniente de fontes renováveis

Artigo 2.º
Metas nacionais

1 - A meta de utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia é fixada nas seguintes percentagens:

a) Para o ano 2020 - 31 %;

b) Para o ano 2030 - 47 %

2 - São fixadas as seguintes metas intercalares indicativas para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia:

a) Para o ano 2022 - 34 %;

b) Para o ano 2025 - 38 %; e

c) Para o ano 2027 - 41 %;

d) [Revogada].

3 - A utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo energético em todos os modos de transporte é fixada nas seguintes percentagens no consumo total de energia nos transportes:

a) Para o ano 2020 - 10 %;

b) Para o ano 2030 - 20 %.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 3.º
Cálculo da quota de energia renovável

1 - O consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis resulta da soma:

a) Do consumo final bruto de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis;

b) Do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis em aquecimento e arrefecimento;

c) Do consumo final de energia proveniente de fontes renováveis pelos transportes.

2 - O consumo final bruto de energia, proveniente de todas as fontes, engloba o consumo de energia relativo a produtos energéticos, utilizados para fins energéticos na indústria, transportes, agregados familiares, serviços, incluindo os serviços públicos, e agricultura, silvicultura e pescas, e o consumo de eletricidade e calor pelo ramo da energia para a produção de eletricidade e calor, incluindo as perdas de eletricidade e calor na distribuição e transporte.

3 - Para o cálculo da quota de consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis, o gás, a eletricidade e o hidrogénio produzidos a partir de fontes de energia renováveis, ou de baixo teor de carbono, só são considerados uma vez, independentemente das formas de consumo previstas no n.º 1.

4 - A quota de energia proveniente de fontes renováveis é expressa em percentagem e resulta do quociente do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis e do consumo final bruto de energia proveniente de todas as fontes.

5 - No cálculo do consumo final bruto de energia para efeitos de avaliação do cumprimento das metas fixadas no artigo anterior, a quantidade de energia consumida pela aviação é considerada como não excedendo 6,18% do consumo final bruto nacional.

6 - A metodologia e as definições utilizadas no cálculo da quota de energia proveniente de fontes renováveis são as estabelecidas no Regulamento (CE) n.º 1099/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de outubro, relativo às estatísticas da energia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 4.º
Biocombustíveis e biolíquidos

1 - No cálculo da quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia só são considerados os biocombustíveis e biolíquidos que cumpram os critérios de sustentabilidade estabelecidos no Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de outubro, na sua redação atual.

2 - [Revogado].

3 - [Revogado].

4 - Para efeitos do cumprimento das metas referidas no n.º 1 do artigo 2.º, a contribuição máxima conjunta dos biocombustíveis e dos biolíquidos produzidos a partir de cereais e de outras culturas ricas em amido, de culturas açucareiras e oleaginosas e de culturas feitas como culturas principais essencialmente para fins energéticos em terrenos agrícolas não pode ser superior à quantidade de energia correspondente a 7% do consumo final de energia nos transportes.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 152-C/2017 - Diário da República n.º 236/2017, 2º Suplemento, Série I de 2017-12-11, em vigor a partir de 2018-01-01

Alterado pelo Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 5.º
Cálculo da quota de energia renovável nos transportes

1 - A quota de utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo energético nos transportes, fixada pelo n.º 3 do artigo 2.º, é calculada da seguinte forma:

a) No cálculo do denominador, que corresponde à energia total consumida pelos transportes, apenas são tidos em conta a gasolina, o gasóleo, os biocombustíveis e a eletricidade consumidos pelos transportes rodoviário e ferroviário, incluindo a eletricidade utilizada na produção de combustíveis líquidos e gasosos renováveis de origem não biológica para os transportes;

b) No cálculo do numerador, que corresponde à quantidade de energia proveniente de fontes renováveis consumida pelos transportes, são tidos em conta todos os tipos de energia proveniente de fontes renováveis consumida por todos os modos de transporte.

2 - No cálculo da contribuição da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis e consumida por todos os tipos de veículos elétricos e na produção de combustíveis líquidos e

gasosos renováveis de origem não biológica para os transportes, para efeitos do cálculo da quota prevista no número anterior, deve ser utilizada a quota média de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis no território nacional medida nos dois anos anteriores ao ano em causa, devendo esse consumo, para efeitos do cálculo da alínea b) do número anterior, ser considerado igual a:

a) 5,0 vezes o conteúdo em energia renovável da eletricidade de carga, quando efetuado por veículos rodoviários elétricos; e

b) 2,5 vezes o conteúdo em energia renovável da eletricidade de carga, quando efetuado pelo transporte ferroviário eletrificado.

3 - Para os efeitos da alínea b) do n.º 1, a contribuição dos biocombustíveis produzidos a partir das matérias-primas referidas no anexo IV ao Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de outubro, na sua redação atual, corresponde a duas vezes ao seu teor energético.

4 - Cabe aos membros do Governo responsáveis pelas áreas dos transportes, do ambiente e da energia promover a divulgação ao público de informação sobre a disponibilidade e as vantagens ambientais da utilização das diversas fontes de energia renovável no setor dos transportes.

5 - [Revogado].

6 - No cálculo dos biocombustíveis no numerador, a quota de energia proveniente de biocombustíveis produzidos a partir de cereais e de outras culturas ricas em amido, de culturas açucareiras e oleaginosas e de culturas feitas como culturas principais essencialmente para fins energéticos em terrenos agrícolas não pode ser superior a 7% do consumo final de energia nos transportes em 2020.

7 - Os biocombustíveis produzidos a partir das matérias-primas referidas no anexo IV ao Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de outubro, na sua redação atual, não contam para o limite previsto no número anterior.

8 - Para o ano de 2030, é fixada uma meta mínima de 3,5 pontos percentuais em teor energético da quota de energia proveniente de fontes renováveis nos transportes referida no n.º 1, a cumprir com biocombustíveis produzidos a partir das matérias-primas enumerados na parte A do anexo IV do Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de outubro, na sua redação atual.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 152-C/2017 - Diário da República n.º 236/2017, 2º Suplemento, Série I de 2017-12-11, em vigor a partir de 2018-01-01

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 6.º
Consumo final bruto de eletricidade

1 - Para os efeitos da alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º, o consumo final bruto de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis é calculado como a quantidade de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, com exclusão da eletricidade produzida em unidades de armazenamento por bombagem a partir de água previamente bombeada.

2 - Para os efeitos da alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º, nas instalações multicombustíveis que utilizam fontes renováveis e convencionais, apenas é considerada a parte de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, sendo a contribuição de cada fonte de energia calculada com base no seu teor energético.

3 - Para os efeitos da alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º, a eletricidade produzida em centrais hidroelétricas e a partir da energia eólica é considerada nos termos das regras de normalização enunciadas no anexo I ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

Artigo 7.º
Consumo final bruto de energia em aquecimento e arrefecimento

1 - Para os efeitos da alínea b) do n.º 1 do artigo 3.º, o consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis em aquecimento e arrefecimento é calculado como a quantidade de aquecimento e arrefecimento urbano produzida a partir de fontes renováveis, mais o consumo de outras energias provenientes de fontes renováveis, na indústria, nos agregados familiares, nos serviços, na agricultura, na exploração florestal e nas pescas, para fins de aquecimento, arrefecimento e processamento.

2 - Para os efeitos da alínea b) do n.º 1 do artigo 3.º, nas instalações multicombustíveis que utilizam fontes renováveis e convencionais, só é considerada a parte de aquecimento e arrefecimento produzida a partir de fontes de energia renováveis, sendo a contribuição de cada fonte de energia calculada com base no seu teor energético.

3 - Para os efeitos da alínea b) do n.º 1 do artigo 3.º, a energia aerotérmica, geotérmica e hidrotérmica captada por bombas de calor é considerada desde que a energia final produzida exceda significativamente a energia primária utilizada para fazer funcionar as bombas de calor, sendo a quantidade de calor a considerar como energia proveniente de fontes renováveis calculada segundo a metodologia estabelecida no anexo II ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

4 - Não é considerada, para os efeitos da alínea b) do n.º 1 do artigo 3.º, a energia térmica produzida por sistemas de energia passivos que permitem diminuir o consumo energético de forma passiva graças à conceção dos edifícios ou ao calor gerado por fontes não renováveis de energia.

Artigo 8.º
Consumo final de energia nos transportes

1 - O teor energético dos combustíveis para transportes, considerado para os efeitos da alínea c) do n.º 1 do artigo 3.º, é o indicado no anexo III ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

2 - O cálculo do consumo final de energia renovável utilizada nos transportes, para os efeitos da alínea c) do n.º 1 do artigo 3.º, é o descrito na alínea b) do n.º 1 do artigo 5.º, não sendo aplicado os fatores multiplicativos previstos nos n.os 2 e 3 do mesmo artigo.

Capítulo III
Transferências estatísticas e projetos conjuntos

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-A
Transferências estatísticas entre Estados-Membros

1 - O Governo pode, na sequência de proposta do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), acordar com outro Estado-Membro a transferência estatística de energia produzida em território nacional a partir de fontes renováveis para esse Estado-Membro, devendo a quantidade de energia transferida ser

deduzida da quantidade de energia proveniente de fontes renováveis considerada para as metas nacionais previstas no artigo 2.º.

2 - O Governo pode ainda, na sequência de proposta do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, acordar com outro Estado-Membro a aceitação da transferência estatística de energia produzida a partir de fontes renováveis no território desse Estado-Membro, devendo neste caso a quantidade de energia transferida acrescer à quantidade de energia considerada para as metas nacionais previstas no artigo 2.º.

3 - As medidas adotadas ao abrigo dos números anteriores devem contribuir para a garantia da sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN), revertendo as receitas geradas em benefício do SEN, líquidas dos custos incorridos pelo Estado Português com a transação, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 8.º-B.

4 - As medidas previstas nos n.os 1 e 2 podem produzir efeitos durante um ou mais anos, devendo ser notificadas à Comissão Europeia, com a indicação da quantidade de energia transferida e do respetivo preço, no prazo de três meses a contar do final de cada ano em que as mesmas produzam efeitos.

5 - As medidas previstas nos n.os 1 e 2 apenas são consideradas para os efeitos previstos nos mesmos números depois de os Estados-Membros envolvidos procederem à notificação prevista no número anterior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-B
Projetos conjuntos entre Portugal e outro Estado-Membro

1 - O Governo pode, na sequência de proposta do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, acordar com outro Estado-Membro o desenvolvimento de um projeto conjunto relacionado com a produção de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis.

2 - No acordo previsto no número anterior, estabelecem-se as obrigações de cada uma das partes, o regime de controlo prévio aplicável ao projeto, os regimes de apoio atribuídos e a percentagem de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis a considerar na aferição do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º.

3 - O desenvolvimento de um projeto conjunto pode ser promovido por operadores privados, aplicando-se o procedimento previsto no artigo seguinte, caso o projeto se realize em território nacional.

4 - A energia produzida, em território nacional ou no território de outros Estados-Membros, através de projetos de produção de eletricidade, aquecimento e arrefecimento a partir de fontes renováveis desenvolvidos por entidades públicas ou operadores privados nacionais em colaboração com entidades públicas ou operadores privados de outros Estados-Membros pode ser considerada para a contabilização da meta nacional do outro Estado-Membro ou das metas nacionais previstas no artigo 2.º, respetivamente, nos termos e condições do presente capítulo.

5 - Os projetos a considerar, para os efeitos do número anterior, devem corresponder a instalações de produção de eletricidade, aquecimento e arrefecimento a partir de fontes renováveis que tenham entrado em funcionamento após 25 de junho de 2009 ou a aumentos de capacidade de instalações existentes, realizados após a mesma data.

6 - Para os efeitos do n.º 4, o período em que a energia produzida a partir de fontes de energia renováveis em instalações localizadas em território nacional ou noutros Estados-Membros pode ser considerada para o objetivo global nacional de outro Estado-Membro ou para as metas nacionais previstas no artigo 2.º, respetivamente, não pode prolongar-se para além de 2020, sem prejuízo de a duração do projeto conjunto poder ultrapassar essa data.

7 - A eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis no âmbito de projetos conjuntos considerada na contabilização de metas nacionais de outros Estados-Membros é deduzida da eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis a considerar na aferição do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º.

8 - A eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis no âmbito de projetos conjuntos considerada na contabilização das metas nacionais previstas no artigo 2.º é deduzida à eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis a considerar na aferição do cumprimento de metas nacionais do Estado-Membro em cujo território a referida energia é produzida.

9 - Para os efeitos do disposto nos n.os 7 e 8, as receitas geradas pela contabilização da energia produzida para as metas nacionais de outros Estados-Membros revertem, líquidas dos custos incorridos pelo Estado português com a transação, a favor dos promotores dos projetos conjuntos, exceto se os referidos projetos beneficiarem de um regime de apoio atribuído em território nacional ao abrigo da lei ou regulamentos em vigor, caso em que as receitas líquidas devem reverter em benefício do SEN, no montante correspondente ao valor do referido regime de apoio concedido ou na proporção da participação do SEN no regime de apoio direto ao preço atribuído à energia produzida.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-C
Pedido de apreciação prévia de projetos conjuntos realizados em território nacional

1 - Os operadores privados que pretendam realizar projetos conjuntos em território nacional devem formular junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), antes da apresentação do pedido de licenciamento ou da comunicação prévia do referido projeto, um pedido de apreciação prévia quanto à viabilidade de a energia produzida ser parcial ou totalmente considerada para a contabilização da meta nacional do outro Estado-Membro.

2 - A apreciação prévia prevista no número anterior é da competência do membro do Governo responsável pela área da energia, com faculdade de delegação.

3 - O pedido de apreciação prévia previsto no n.º 1 deve incluir os seguintes elementos:

a) Indicação do Estado-Membro de que são nacionais as entidades públicas ou operadores privados com os quais é desenvolvido o projeto conjunto, bem a identificação completa das referidas entidades;

b) Descrição completa da instalação projetada ou identificação da instalação a remodelar, indicando a localização e as principais características da instalação e respetivos equipamentos;

c) Regime de venda da energia produzida na instalação prevista no número anterior, indicando, se for o caso, os regimes de apoio nacionais ou de outros Estados-Membros aos quais o promotor se pretende candidatar;

d) Especificação da percentagem ou da quantidade de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzida que deve ser considerada para a meta nacional de utilização de energia proveniente de fontes renováveis do Estado-Membro previsto na alínea a);

e) Especificação do período, em anos civis completos, durante o qual a energia produzida deve ser considerada para o objetivo global nacional do Estado-Membro previsto na alínea a).

4 - No prazo máximo de 10 dias após a receção do pedido de apreciação prévia, a DGEG verifica a conformidade da sua instrução com o disposto no número anterior e, se for caso disso, solicita ao requerente elementos em falta ou complementares, a juntar no prazo de cinco dias.

5 - A falta de apresentação dos elementos solicitados nos termos do número anterior no prazo aí previsto implica o indeferimento do pedido de apreciação.

6 - O membro do Governo responsável pela área da energia pronuncia-se sobre o pedido formulado ao abrigo do n.º 1 no prazo de 30 dias a contar da sua apresentação ou da junção dos elementos solicitados ao abrigo do n.º 4.

7 - A apreciação prévia em sentido favorável depende da conformidade do projeto conjunto e dos respetivos termos e condições com o cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º e com os objetivos e prioridades da política energética nacional, em particular no que se refere à garantia de sustentabilidade do SEN e à produção de energia a partir de fontes de energia renováveis.

8 - Caso a pronúncia proferida ao abrigo do número anterior seja favorável à contabilização da energia produzida para a meta nacional do outro Estado-Membro, os interessados devem juntar, no pedido de atribuição de licença de produção ou na comunicação prévia, documentos comprovativos do acordo do referido Estado-Membro a esse respeito.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-D
Notificação de projetos conjuntos à Comissão Europeia

1 - No prazo máximo de três meses a contar da emissão da licença de produção ou da aceitação da comunicação prévia de um projeto conjunto realizado em território nacional ao abrigo de um acordo com outro Estado-Membro nos termos do n.º 1 do artigo 8.º-B ou que tenha merecido uma pronúncia favorável ao abrigo do artigo anterior, o membro do Governo responsável pela área da energia notifica a Comissão Europeia da realização, no território nacional, do referido projeto conjunto.

2 - A notificação prevista no número anterior deve conter os seguintes elementos:

a) Indicação do Estado-Membro de que são nacionais as entidades públicas ou operadores privados com os quais é desenvolvido o projeto conjunto, bem a identificação completa das referidas entidades;

b) Descrição completa da instalação projetada ou identificação da instalação a remodelar, indicando a localização e as principais características da instalação e respetivos equipamentos;

c) Especificação da percentagem ou da quantidade de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzida que deve ser considerada para a meta nacional de utilização de energia proveniente de fontes renováveis do Estado Membro previsto na alínea a);

d) Especificação do período, em anos civis completos, durante o qual a energia produzida deve ser considerada para o objetivo global nacional do Estado-Membro previsto na alínea a);

e) Documento comprovativo do acordo do Estado-Membro previsto no n.º 7 do artigo 8.º-C.

3 - O membro do Governo responsável pela área da energia deve ainda, ao longo do período referido na alínea d) do número anterior e no prazo máximo de três meses a contar do final de cada ano, comunicar à Comissão Europeia, por escrito:

a) A quantidade total de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzida durante o ano a partir de fontes de energia renováveis pela instalação objeto da notificação prevista no número anterior; e

b) A quantidade total de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzida durante o ano a partir de fontes de energia renováveis pela instalação prevista no número anterior que deve ser contabilizada para a meta nacional de outro Estado-Membro de acordo com o disposto na notificação realizada ao abrigo do mesmo número.

4 - O membro do Governo responsável pela área da energia deve remeter cópia das notificações realizadas ao abrigo dos n.os 2 e 3 às autoridades competentes do Estado-Membro a favor do qual foram efetuadas as referidas notificações.

5 - Os promotores de projetos conjuntos devem fornecer à DGEG a informação prevista no n.º 3, no prazo máximo de um mês a contar do final de cada ano compreendido no período previsto na alínea d) do n.º 2.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-E
Projetos conjuntos realizados no território de outros Estados-Membros

A participação de Portugal em projetos conjuntos realizados no território de outros Estados-Membros para os efeitos do disposto neste capítulo depende de um acordo com o referido Estado-Membro, no qual são estabelecidas as obrigações de cada uma das partes, o regime de controlo prévio aplicável ao projeto, os regimes de apoio atribuídos e a percentagem de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento produzidos a partir de fontes de energia renováveis a considerar na aferição do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-F
Projetos conjuntos entre Portugal, outros Estados-Membros e países terceiros

1 - O Governo pode, na sequência de proposta do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, acordar com outros Estados-Membros e com países terceiros à União Europeia o desenvolvimento de um projeto conjunto relacionado com a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, podendo a referida colaboração envolver operadores privados.

2 - No acordo previsto no número anterior, estabelecem-se as obrigações de cada uma das partes, o regime de controlo prévio aplicável ao projeto, os regimes de apoio atribuídos e a percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis a considerar na aferição do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º.

3 - A eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, através de projetos conjuntos realizados por entidades públicas ou operadores privados nacionais em países terceiros à União Europeia, em colaboração com entidades públicas ou operadores privados de outros Estados-Membros ou dos referidos países terceiros, pode ser considerada para a contabilização das metas nacionais previstas no artigo 2.º, nos termos e condições do presente capítulo.

4 - Para os efeitos do número anterior, o período em que a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em instalações localizadas em território nacional pode ser considerada para as metas nacionais previstas no artigo 2.º não pode prolongar-se para além de 2020, sem prejuízo de a duração do projeto conjunto poder ultrapassar essa data.

5 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em países terceiros à União Europeia só pode ser considerada para efeitos de avaliação do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º, desde que:

a) A eletricidade seja consumida na União Europeia, requisito que se considera cumprido se:

   i) A quantidade de eletricidade indicada como a contabilizar para o cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º tiver sido alocada através de um mecanismo de gestão de congestionamento e consequentemente deduzida da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, por parte dos operadores de rede transporte no país de origem, no país de destino e, se for caso disso, em cada um dos países terceiros de trânsito;

   ii) A quantidade de eletricidade contabilizada for registada de forma definitiva no quadro de balanço pelo operador da rede de transporte responsável pela parte da interligação localizada na União Europeia, e

   iii) A capacidade contabilizada e a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis pela instalação referida no n.º 1 se referirem ao mesmo período de tempo;

b) A eletricidade seja produzida, no âmbito de um projeto conjunto previsto no n.º 1, por uma instalação construída recentemente que tenha entrado em funcionamento após 25 de junho de 2009, ou através de um aumento da capacidade de uma instalação existente que tenha sido remodelada após a mesma data;

c) A quantidade de eletricidade produzida e exportada não tenha recebido apoio no âmbito de um regime de apoio de um país terceiro para além da ajuda ao investimento concedida à instalação.

6 - Pode ainda ser considerada, para os efeitos do cumprimento das metas nacionais previstas no artigo 2.º, a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis e consumida num país terceiro, no âmbito da construção de uma interligação com um longo prazo de execução entre um Estado-Membro e esse país terceiro, nas seguintes condições:

a) A construção da interligação ter início até 31 de dezembro de 2016, não podendo entrar em funcionamento antes de 31 de dezembro de 2020;

b) A interligação entrar em funcionamento até 31 de dezembro de 2022;

c) A interligação ser utilizada para a exportação para a União Europeia de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, ao abrigo do disposto no número anterior;

d) O pedido ser relativo a um projeto conjunto que preencha os critérios das alíneas b) e c) do número anterior e que venha a utilizar a interligação quando esta entrar em funcionamento,

devendo o pedido reportar-se uma quantidade de eletricidade que não exceda a quantidade exportada para a União Europeia através da referida interligação.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-G
Notificação de projetos conjuntos realizados em países terceiros

1 - Na sequência da celebração de um acordo ao abrigo do disposto nos n.os 1 e 2 do artigo anterior, o membro do Governo responsável pela área da energia remete à Comissão Europeia uma notificação com os seguintes elementos:

a) Indicação do país terceiro à União Europeia e, se for o caso, do Estado-Membro de que são nacionais as entidades públicas ou operadores privados com os quais é desenvolvido o projeto conjunto, bem como a identificação completa das referidas entidades;

b) Descrição completa da instalação projetada ou identificação da instalação a remodelar, indicando a localização e as principais características da instalação e respetivos equipamentos;

c) Especificação da percentagem ou da quantidade de eletricidade produzida que deve ser considerada para as metas nacionais previstas no artigo 2.º;

d) Especificação do período, em anos civis completos, durante o qual a energia produzida deve ser considerada para as metas nacionais previstas no artigo 2.º;

e) Documento comprovativo do acordo do país terceiro identificado na alínea a) à consideração do projeto conjunto para os efeitos das alíneas c) e d).

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia deve ainda, ao longo do período referido na alínea d) do número anterior e no prazo máximo de três meses a contar do final de cada ano, comunicar à Comissão Europeia, por escrito:

a) A quantidade total de eletricidade produzida durante o ano a partir de fontes de energia renováveis pela instalação objeto da notificação prevista no número anterior;

b) A quantidade total de eletricidade produzida durante o ano a partir de fontes de energia renováveis pela instalação que deve ser contabilizada para a meta nacional prevista no artigo 2.º de acordo com o disposto na notificação realizada ao abrigo do número anterior;

c) Elementos comprovativos do cumprimento do disposto no n.º 5 do artigo anterior.

3 - O membro do Governo responsável pela área da energia deve remeter cópia das notificações realizadas ao abrigo dos números anteriores às autoridades competentes do país terceiro à União Europeia identificado nas referidas notificações.

4 - Os operadores privados que promovam projetos conjuntos previstos neste artigo devem fornecer à DGEG a informação prevista no n.º 2, no prazo máximo de um mês a contar do final de cada ano compreendido no período previsto na alínea d) do n.º 1.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Capítulo IV
Promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-H
Procedimentos administrativos

1 - Os procedimentos de controlo prévio a aplicar à produção de eletricidade, aquecimento ou arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis, gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono, à construção e utilização de infraestruturas de rede que lhes estejam associadas, bem como ao processo de transformação de biomassa em biocombustíveis ou outros produtos energéticos, constam de diplomas próprios.

2 - A legislação prevista no número anterior deve ter por objetivo a simplificação dos procedimentos, os quais devem ser objetivos, proporcionados, não discriminatórios e transparentes, atendendo adequadamente às particularidades de cada uma das tecnologias energéticas renováveis.

3 - A legislação prevista no n.º 1 deve assegurar que, na condução e regulamentação dos procedimentos previstos no mesmo número, sejam cumpridos os seguintes requisitos:

a) Uma adequada coordenação entre os vários serviços ou entidades competentes, em particular nas áreas da energia, ambiente, ordenamento do território, urbanização e edificação, prevendo-se prazos de resposta claros a pedidos de localização e construção;

b) A disponibilização de informação detalhada quanto aos referidos procedimentos;

c) A adoção de procedimentos administrativos mais expeditos, relativamente a projetos de menores dimensões;

d) Transparência e proporcionalidade na fixação das taxas e demais custos administrativos a suportar pelos consumidores, urbanistas, arquitetos, construtores, instaladores e fornecedores de equipamento e sistemas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-I
Equipamentos e sistemas de energias renováveis

1 - Os equipamentos e sistemas de energias renováveis que beneficiem de regimes de apoio nos termos da lei devem cumprir as especificações técnicas definidas em legislação complementar, as quais devem ter por referência as normas europeias relativas a rótulos ecológicos, rótulos energéticos e outros sistemas de referência técnica estabelecidos por organismos de normalização europeus, sempre que aplicáveis.

2 - A definição das especificações técnicas dos equipamentos e sistemas ao abrigo do número anterior não pode incluir qualquer imposição relativamente ao local de certificação dos equipamentos e dos sistemas ou que afete negativamente o funcionamento do mercado interno.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-J
Utilização de equipamentos e sistemas de energias renováveis na urbanização e edificação

1 - No planeamento, projeto, construção e reabilitação de zonas industriais, residenciais ou de serviços, e, bem assim, no planeamento da infraestrutura urbana por parte da administração, central, autónoma e local, deve ser privilegiada a instalação de equipamentos e sistemas de utilização de eletricidade, aquecimento e arrefecimento, incluindo sistemas de aquecimento e arrefecimento urbano, que utilizem fontes de energia renováveis, sempre que tal se justifique do ponto de vista técnico e financeiro.

2 - Os planos intermunicipais e os planos municipais de ordenamento do território, aquando da sua elaboração, alteração ou revisão, bem como os regulamentos municipais e as demais normas legais e regulamentares aplicáveis em matéria de construção devem incluir medidas adequadas para aumentar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis no setor da construção, bem como promover a utilização de sistemas e equipamentos de aquecimento e arrefecimento à base de energias renováveis que atinjam uma redução significativa do consumo de energia.

3 - O disposto no número anterior apenas se aplica aos projetos de urbanização e edificação promovidos pelas Forças Armadas na medida em que a sua aplicação não colida com a natureza ou com o objetivo principal das respetivas atividades, não sendo aplicável ao material usado exclusivamente para fins militares.

4 - Para incentivar a utilização de sistemas e equipamento de aquecimento e arrefecimento à base de energias renováveis que atinjam uma redução significativa do consumo de energia, ao abrigo do disposto no n.º 2, os planos municipais de ordenamento do território, os regulamentos municipais e as demais normas legais e regulamentares aplicáveis em matéria de construção devem prever a utilização:

a) De rótulos energéticos ou ecológicos ou outros certificados ou normas adequados, desenvolvidos a nível nacional ou da União Europeia, caso existam, como base para incentivar tais sistemas e equipamento;

b) No caso da biomassa, de tecnologias de conversão que atinjam uma eficiência de conversão de, pelo menos, 85% para as aplicações residenciais e comerciais e de, pelo menos, 70% para as aplicações industriais;

c) No caso das bombas de calor, das que cumpram os requisitos do programa de rotulagem ecológica estabelecido na Decisão n.º 2007/742/CE da Comissão, de 9 de novembro, alterada pela Decisão n.º 2011/740/UE, de 14 de novembro, que estabelece os critérios ecológicos para a atribuição do rótulo ecológico comunitário às bombas de calor elétricas, a gás ou de absorção a gás;

d) No caso da energia solar térmica, de equipamentos e sistemas certificados, baseados nas normas europeias, caso existam, incluindo rótulos ecológicos, rótulos energéticos e outros sistemas de referência técnica estabelecidos pelos organismos de normalização europeus.

5 - Na avaliação da eficiência de conversão e do rácio entre as entradas e saídas dos sistemas e equipamentos para efeitos do número anterior, devem ser utilizados procedimentos comunitários ou, na sua falta, procedimentos internacionais, caso existam.

6 - O Governo estabelece, em legislação complementar, através do regime jurídico da certificação energética e da qualidade do ar interior, a utilização de níveis mínimos de energia proveniente de fontes renováveis nos edifícios novos e nos edifícios já existentes que sejam sujeitos a obras de alteração profundas.

7 - Os edifícios públicos novos e os edifícios públicos existentes que sejam sujeitos a obras de alteração profundas devem contribuir para o cumprimento dos objetivos do presente decreto-lei, estabelecendo o Governo as medidas a adotar para esse efeito, mediante legislação complementar a aprovar no âmbito da revisão do regime jurídico da certificação energética e da qualidade do ar interior.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-K
Divulgação de medidas de apoio e programas de informação

1 - Os fornecedores de equipamentos ou sistemas de aquecimento, arrefecimento e produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis devem obrigatoriamente prestar aos respetivos clientes a adequada informação relativa às características, ao custo, à contribuição para uma maior eficiência energética e aos benefícios em termos líquidos dos referidos equipamentos e sistemas.

2 - Compete à DGEG, em articulação com os órgãos próprios das autarquias locais e das Regiões Autónomas, promover a realização de campanhas de sensibilização relativamente aos benefícios da utilização da energia proveniente de fontes renováveis, bem como de ações de informação e esclarecimento especificamente destinadas aos profissionais do setor da construção no que respeita à utilização, no projeto e construção de zonas industriais e residenciais, de fontes de energia renováveis e de tecnologias de elevada eficiência, designadamente no que respeita ao aquecimento e arrefecimento urbano.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 8.º-L
Instaladores e respetivas entidades formadoras

O regime de acesso e exercício da atividade dos instaladores de caldeiras e fornos de biomassa, de bombas de calor, de sistemas fotovoltaicos e de sistemas solares térmicos, incluindo dos profissionais provenientes de outro Estado-Membro da União Europeia, ou do espaço económico europeu, e das respetivas entidades formadoras, consta de lei.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Capítulo V
Garantias de origem

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18

Artigo 9.º
Garantia de origem da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis

1 - Os produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis devem solicitar à entidade emissora de garantias de origem a emissão de garantias de origem referentes à energia por si produzida, nos termos do presente decreto-lei.

2 - A garantia de origem destina-se a comprovar ao cliente final a quota ou quantidade de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético de um determinado

comercializador, não tendo qualquer relevância para o cumprimento das metas estabelecidas no artigo 2.º.

3 - A garantia de origem pode ser transacionada pelo respetivo titular fisicamente separada da energia que lhe deu origem, sem prejuízo do disposto nos n.os 5 e 6.

4 - No caso previsto no número anterior, a energia proveniente de fontes renováveis correspondente às garantias de origem transacionadas separadamente pelo respetivo titular não pode ser incluída na quota de energia proveniente de fontes renováveis presente no cabaz energético do comercializador, para os efeitos do disposto no artigo 45.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

5 - Os produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de um regime remuneratório bonificado não podem transacionar separadamente as garantias de origem, com exceção do disposto nos números seguintes.

6 - Os produtores que tenham adquirido título de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público ao abrigo de procedimento concorrencial previsto no artigo 5.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, nos casos em que a aplicação do regime remuneratório atribuído constitua um ganho para o Sistema Elétrico Nacional, podem transacionar separadamente as garantias de origem.

7 - A aferição do disposto no número anterior é efetuada sucessiva e periodicamente, durante o prazo de vigência do regime remuneratório, sendo condição para a emissão da garantia de origem.

8 - As regras aplicáveis à verificação do disposto nos números anteriores são aprovadas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, ouvida a ERSE, no prazo de 90 dias a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei.

9 - Nos casos em que a energia produzida a partir de fontes de energia renováveis beneficie de um regime de apoio direto ao preço ou de um incentivo ao investimento nos termos da lei ou ainda nos casos em que a referida energia seja produzida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) ou de um acordo de cessação antecipada de um CAE, celebrado nos termos do Decreto -Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, o pagamento da remuneração ou do incentivo ao produtor pela entidade legalmente vinculada a realizar tal pagamento depende da confirmação da entrega das respetivas garantias de origem à DGEG.

10 -A DGEG pode transacionar as garantias de origem recebidas ao abrigo do número anterior, através de um mecanismo de leilão competitivo, com regras definidas e aprovadas pelo diretor-geral de Energia e Geologia, ouvida a ERSE, sendo os resultados líquidos de tal atividade deduzidos aos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica aos produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

11 -A informação, a prestar pelos comercializadores aos consumidores finais, relativa a garantias de origem utilizadas ao abrigo do n.º 2, incluindo a forma de acesso às mesmas garantias de origem, é prestada nos termos da regulamentação da ERSE.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18

Artigo 9.º-A
Garantia de origem da produção de energia de aquecimento e arrefecimento a partir de fontes renováveis

1 - Os produtores de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis podem solicitar à EEGO, diretamente ou através de um terceiro, a emissão de garantias de origem referentes à energia por si produzida, nos termos do presente decreto-lei.

2 - [Revogado].

3 - Aplica-se às garantias de origem previstas no presente artigo o disposto no artigo anterior, com as devidas adaptações.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 9.º-B
Garantia de origem da produção de gases de baixo teor de carbono

1 - Os produtores de gases de baixo teor de carbono devem solicitar à EEGO a emissão de garantias de origem referentes aos gases por si produzidos, nos termos do presente decreto-lei.

2 - As garantias de origem de gases de baixo teor de carbono devem especificar, para além do disposto no n.º 4 do artigo 10.º, o seguinte:

a) A matéria-prima utilizada para a produção dos gases;

b) O processo ou tecnologia utilizados na produção dos gases;

c) As emissões de CO_2 associadas à produção dos gases;

d) As emissões evitadas de CO_2 por quilograma produzido de gases, quando comparado com a produção a partir de combustíveis fósseis sem mitigação das emissões de CO(índice 2), de acordo com a metodologia a estabelecer pela DGEG, ouvida a Agência Portuguesa do Ambiente, I. P. (APA, I. P.);

e) Informações complementares que venham a ser estabelecidas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, ouvidas entidades especializadas do Sistema Científico e Tecnológico Nacional (SCTN), designadamente o Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P. (LNEG, I. P.).

3 - Aplica-se às garantias de origem da produção de gases de baixo teor de carbono o disposto no artigo 9.º, com as devidas adaptações.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 9.º-C
Garantia de origem da produção de gases de origem renovável

1 - Os produtores de gases de origem renovável devem solicitar à EEGO a emissão de garantias de origem referentes aos gases por si produzidos, nos termos do presente decreto-lei.

2 - As garantias de origem de gases de origem renovável devem especificar, para além do disposto no n.º 4 do artigo 10.º, o seguinte:

a) A matéria-prima utilizada para a produção dos gases;

b) O processo ou tecnologia utilizados na produção dos gases renováveis;

c) As emissões evitadas de CO_2 por quilograma produzido de gases, quando comparado com a produção a partir de combustíveis fósseis sem mitigação das emissões de CO_2, de acordo com a metodologia a estabelecer pela DGEG ouvida a APA, I. P.;

d) Informações complementares que venham a ser estabelecidas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, ouvidas entidades especializadas do SCTN, designadamente o LNEG, I. P.

3 - Aplica-se às garantias de origem da produção de gases de origem renovável o disposto no artigo 9.º, com as devidas adaptações.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 10.º
Forma e emissão das garantias de origem

1 - A garantia de origem é emitida através de um documento eletrónico que atesta ao cliente final que uma quantidade correspondente a 1 MWh de energia foi produzida a partir de fontes renováveis.

2 - Cada unidade de energia produzida, expressa em MWh, só pode ser objeto de uma garantia de origem.

3 - Para os efeitos do disposto nos números anteriores, a contabilização da energia de aquecimento ou arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis é efetuada a partir de estimativas, elaboradas com base nas características do equipamento utilizado na produção de energia, que ficam sujeitas a confirmação mediante auditoria, nos termos a definir em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A garantia de origem deve especificar o seguinte:

a) Se a garantia de origem se refere a:

   i) Eletricidade; ou

   ii) Gás de baixo teor de carbono;

   iii) Gás de origem renovável; ou

   iv) Aquecimento ou arrefecimento;

b) A fonte a partir da qual foi produzida a energia e as datas de início e de fim da produção;

c) A identificação, localização, tipo e capacidade da instalação onde a energia foi produzida;

d) Se, e em que medida, a instalação beneficiou de apoio ao investimento, se, e em que medida, a unidade de energia beneficiou por qualquer outra forma de um regime de apoio nacional, bem como o tipo de regime de apoio;

e) A data de entrada em serviço da instalação;

f) A data e país de emissão e um número de identificação único.

5 - A garantia de origem tem a validade de 12 meses a contar do fim do período de produção da unidade de energia a que respeita, devendo ser cancelada no prazo máximo de seis meses, findo o período de validade.

6 - As garantias de origem são canceladas após a sua utilização ao abrigo do disposto no n.º 2 do artigo 9.º.

7 - As garantias de origem emitidas noutros Estados membros são reconhecidas pelo Estado Português.

8 - O reconhecimento de uma garantia de origem proveniente de outro Estado membro pode ser recusado, sempre que, com base em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, existam fundadas suspeitas sobre a sua exatidão, fiabilidade ou veracidade.

9 - As regras aplicáveis à emissão das garantias de origem pela EEGO e à entrega das referidas garantias de origem à DGEG, para os efeitos previstos nos n.os 9 e 10 do artigo 9.º, no n.º 1 do artigo 9.º-A, no n.º 1 do artigo 9.º-B e no n.º 1 do artigo 9.º-C e para a disponibilização ao público em geral da informação que sustenta a emissão das referidas garantias de origem, são aprovadas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18

Artigo 11.º
Entidade responsável pela emissão das garantias de origem

1 - Ficam cometidas à concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade as competências de EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renovável e à produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

2 - Compete à EEGO a emissão e o acompanhamento das garantias de origem, nos termos previstos no presente decreto-lei.

3 - A EEGO deve, no desempenho das suas funções, utilizar critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios.

4 - [Revogado].

5 - A EEGO está sujeita à fiscalização da Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E. (ENSE, E. P. E.), que divulga no seu sítio na Internet o relatório anual síntese das ações realizadas.

6 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ficam cometidas às concessionárias EDA - Empresa de Eletricidade dos Açores, E. P., e à EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, S. A., respetivamente, as competências de EEGO relativas à produção de eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento a partir de fontes de energia renováveis e à produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 397.º da Lei n.º 2/2020 - Diário da República n.º 64/2020, Série I de 2020-03-31, em vigor a partir de 2020-04-01

Alterado pelo Artigo 238.º da Lei n.º 71/2018 - Diário da República n.º 251/2018, Série I de 2018-12-31, em vigor a partir de 2019-01-01

Alterado pelo Artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 68-A/2015 - Diário da República n.º 84/2015, 1º Suplemento, Série I de 2015-04-30, produz efeitos a partir de 2015-05-01

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 12.º
Competências da entidade emissora de garantias de origem

1 - São competências da EEGO:

a) A implementação e gestão de um sistema de emissão de garantias de origem da eletricidade e de energia de aquecimento e arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis, dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono, compreendendo o registo, a emissão, a transmissão e o cancelamento eletrónico dos respetivos comprovativos;

b) A realização, diretamente ou através de auditores externos, de ações de auditoria e monitorização das instalações e equipamentos de produção a partir de fontes de energia renovável, assim como dos equipamentos de medição de energia que permitam e assegurem a correta qualificação das instalações e a garantia ou certificação de origem da eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento produzidas;

c) A realização, diretamente ou através de auditores externos, de ações de auditoria e monitorização das instalações e dos equipamentos de produção dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono, assim como do processo de produção dos gases, que permitam e assegurem a correta classificação dos gases produzidos e a garantia ou certificação da origem desses gases;

d) A disponibilização para consulta pública da informação relevante e não confidencial relativa à emissão de garantias e de certificados de origem, nomeadamente através de uma página na Internet;

e) A realização de outras ações e procedimentos necessários ao desempenho das suas funções.

2 - O modo de exercício das funções da EEGO consta de um manual de procedimentos, a ser elaborado por aquela entidade e aprovado pela DGEG, após parecer da ENSE, E. P. E., no prazo de 90 dias após a constituição da EEGO.

3 - O procedimento aplicável ao registo, junto da EEGO, dos produtores sujeitos à disciplina deste decreto-lei, consta do manual de procedimentos previsto no número anterior.

Nota: Artigo 5.º, Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17: A Entidade Emissora de Garantias de Origem deve proceder à atualização do manual de procedimentos, observando o disposto do n.º 2 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na redação dada pelo presente decreto-lei, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei.

Nota: Artigo 5.º, Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17: O manual de procedimentos previsto no n.º 2 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na sua redação atual, mantém-se em vigor até à sua atualização em conformidade com as alterações ora introduzidas.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 68-A/2015 - Diário da República n.º 84/2015, 1º Suplemento, Série I de 2015-04-30, produz efeitos a partir de 2015-05-01

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 13.º
Contabilidade, custos e receitas da entidade emissora de garantias de origem

1 - Os registos contabilísticos respeitantes à atividade de emissão das garantias de origem são individualizados e separados daqueles relativos a outras atividades.

2 - São custos da EEGO os encargos de capital, financeiros, de pessoal e de serviços de terceiros referentes:

a) À instalação e gestão do sistema de emissão de garantias de origem;

b) À realização de ações de auditoria e monitorização das instalações de produção de energia renovável, assim como dos equipamentos de medição de energia;

c) A outros custos desde que aceites pela ENSE, E. P. E.

3 - São receitas da EEGO os valores cobrados pelos serviços prestados, de montante a fixar em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, e relativos a:

a) Pedidos de emissão, transferência e cancelamento de garantias de origem;

b) Ações de fiscalização realizadas a instalações de produção de energia renovável pela EEGO.

4 - O orçamento e o relatório e contas, na parte relativa à atividade da EEGO, são comunicados à ERSE, que se pronuncia no prazo de 30 dias e comunica à ENSE, E. P. E.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 238.º da Lei n.º 71/2018 - Diário da República n.º 251/2018, Série I de 2018-12-31, em vigor a partir de 2019-01-01

Alterado pelo Artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 68-A/2015 - Diário da República n.º 84/2015, 1º Suplemento, Série I de 2015-04-30, produz efeitos a partir de 2015-05-01

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Artigo 14.º
Obrigações dos produtores

1 - Constitui obrigação de todos os produtores de eletricidade e de energia para aquecimento ou arrefecimento a partir de fontes renováveis, de gases de baixo teor de carbono e de gases de origem renovável, que tenham solicitado a emissão de garantias de origem, contribuir para a fiabilidade do sistema de emissão das mesmas.

2 - Para efeitos do número anterior, os produtores devem, nomeadamente:

a) Facultar à EEGO todas as informações, acesso aos seus equipamentos e registos de medição e contagem e documentos necessários ao cumprimento das funções definidas no artigo 12.º;

b) Autorizar o livre acesso, às instalações de produção, de técnicos da EEGO ou de outras entidades credenciadas que lhe prestem os serviços previstos no presente decreto-lei;

c) Permitir e cooperar na realização de ações de auditoria e monitorização das instalações de produção e dos equipamentos de produção, bem como da fração renovável em teor energético e do combustível utilizado, no caso da produção a partir de biomassa, assim como aos equipamentos de contagem de energia, em conformidade com o manual de procedimentos da EEGO.

3 - Para os efeitos do disposto no n.º 1, os produtores de eletricidade proveniente de fontes renováveis devem adquirir e instalar o equipamento de telecontagem com as características estabelecidas de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais.

4 - Para os efeitos do disposto no n.º 1, os produtores de gases de baixo teor de carbono e de gases de origem renovável devem instalar sistemas de monitorização e controlo das

características e propriedades dos gases que permitam e assegurem a certificação da origem da energia produzida, nos termos previstos na legislação e regulamentação aplicável.

5 - Mediante autorização da DGEG e sob proposta da EEGO, podem ser isentos da obrigação referida no número anterior os centros produtores que não injetam energia nas redes do SEN que o requeiram e, ainda, os produtores em baixa tensão cuja atividade seja regulada pelos regimes jurídicos da atividade de produção de eletricidade através de unidades de microprodução e de miniprodução.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18, em vigor a partir de 2013-03-19

Capítulo VI
Fiscalização e regime sancionatório

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Alterado pelo Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 39/2013 - Diário da República n.º 54/2013, Série I de 2013-03-18

Artigo 14.º-A
Fiscalização

Compete à ENSE, E. P. E., a fiscalização do cumprimento das disposições constantes no presente decreto-lei e respetivo quadro regulamentar, sem prejuízo das competências atribuídas por lei a outras entidades.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 14.º-B
Contraordenações

1 - Constitui contraordenação punível com coima de (euro) 500 a (euro) 3 740, no caso de pessoas singulares, e de (euro) 2 500 a (euro) 44 891, no caso de pessoas coletivas:

a) O incumprimento da obrigação de solicitar a emissão de garantias de origem referentes à energia produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 9.º;

b) O incumprimento da proibição de transação de garantias de origem, prevista no n.º 5 do artigo 9.º;

c) O incumprimento da obrigação de solicitar a emissão de garantias de origem referentes à produção de gases de baixo teor de carbono, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 9.º-B;

d) O incumprimento da obrigação de solicitar a emissão de garantias de origem referentes à produção de gases de origem renovável, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 9.º-C;

e) O incumprimento da obrigação de facultar à EEGO, designadamente, todas as informações necessárias para a garantia da fiabilidade do sistema de emissão das garantias de origem, assim como do acesso às suas instalações, nos termos previstos nos n.os 2 a 4 do artigo 14.º.

2 - A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

3 - A tentativa é punível com a coima aplicável à contraordenação consumada, especialmente atenuada.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 14.º-C
Sanções acessórias

1 - Em simultâneo com a coima, e em função da gravidade da infração e da culpa do agente, podem ser aplicadas as seguintes sanções acessórias:

a) Perda, a favor do Estado, de equipamentos, máquinas e utensílios, quando os mesmos foram utilizados, ou estavam destinados a ser utilizados, na prática da infração;

b) A interdição do exercício da atividade por período até dois anos;

c) A privação do direito a subsídio ou benefício outorgado por entidades ou serviços públicos;

d) O encerramento de estabelecimento, quando a infração tenha sido praticada no exercício, ou por causa, do respetivo funcionamento.

2 - As sanções referidas nas alíneas b) a d) do número anterior têm a duração máxima de dois anos, contados a partir da decisão condenatória definitiva.

3 - A autoridade que tomou a decisão condenatória pode determinar a sua publicidade, a expensas do infrator.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 14.º-D
Instrução de decisão e produto das coimas

1 - Compete à ENSE, E. P. E., proceder à instauração, instrução e decisão dos processos de contraordenação nos termos previstos no artigo anterior.

2 - O produto das coimas aplicadas nos termos do número anterior é distribuído da seguinte forma:

a) 60 % para o Estado;

b) 40 % para a ENSE, E. P. E.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Capítulo VII
Disposições finais

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 14.º-E
Aplicação às Regiões Autónomas

O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo das competências cometidas aos respetivos órgãos de governo próprio.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 60/2020 - Diário da República n.º 159/2020, Série I de 2020-08-17, em vigor a partir de 2020-08-18

Artigo 15.º
Entrada em funcionamento da EEGO

A EEGO entra em funcionamento a 1 de janeiro de 2011.

Anexo I
(a que se refere o n.º 3 do artigo 6.º)

Fórmula de normalização para a contabilização da eletricidade gerada a partir da energia hídrica e eólica

1 - Para a contabilização da eletricidade gerada a partir da energia hídrica, aplica-se a seguinte fórmula:

$$Q_{N(norm)} = C_N \times \frac{\left[\sum_{i}^{N} = N-14 \frac{Q_i}{C_i}\right]}{15}$$

em que:

N é o ano de referência;

$Q_{N(norm)}$ é a eletricidade normalizada gerada por todas as centrais hidroelétricas no ano N, para fins de contabilização;

Q_i é a quantidade de eletricidade efetivamente gerada no ano i por todas as instalações hidroelétricas medida em GWh, com a exclusão da eletricidade produzida em unidades de armazenamento por bombagem a partir de água previamente bombeada;

C_i é a capacidade instalada total, com exclusão do armazenamento por bombagem, de todas as instalações hidroelétricas no ano i, medida em MW.

2 - Para a contabilização da eletricidade gerada a partir da energia eólica, aplica-se a seguinte fórmula:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^{N} Q_i}{\sum_{j=N-n}^{N} \frac{C_j + C_{j-1}}{2}}$$

em que:

N é o ano de referência;

$Q_{N(norm)}$ é a eletricidade normalizada gerada por todas as centrais eólicas no ano N, para fins contabilísticos;

Q_i é a quantidade de eletricidade efetivamente gerada no ano i por todas as instalações eólicas medida em GWh;

C_j é a capacidade instalada total de todas as instalações eólicas no ano j, medida em MW;

n é igual a 4 ou o número de anos precedentes ao ano N sobre o qual há dados disponíveis relativos à capacidade e à produção eólica, consoante o que for mais baixo.

Anexo II

(a que se refere o n.º 3 do artigo 7.º)

Cálculo da energia obtida a partir de bombas de calor

A quantidade de energia aerotérmica, geotérmica ou hidrotérmica captada por bombas de calor que deve ser considerada como energia proveniente de fontes renováveis para efeitos do presente decreto-lei, E_{RES}, é calculada pela seguinte fórmula:

$E_{RES}=Q_{usable}*(1-1/SPF)$

em que:

Q_{usable} é o total de calor utilizável estimado produzido por bombas de calor conformes aos critérios referidos no n.º 5 do artigo 4.º, aplicado da seguinte forma: só as bombas de calor para as quais SPF>1,15*1/η são tomadas em consideração;

SPF é o fator médio de desempenho sazonal estimado para as referidas bombas de calor;

η é o rácio entre a produção total bruta de eletricidade e o consumo de energia primária para a produção de eletricidade e é calculado enquanto média da UE com base em dados do Eurostat.

Até 31 de janeiro de 2013, o diretor-geral de Energia e Geologia emite, por despacho, diretrizes sobre a forma como se deve estimar os valores de Q_{usable} e de SPF para as diferentes tecnologias e aplicações de bombas de calor, tendo em conta as diferenças de condições climáticas.

Anexo III

(a que se refere o n.º 1 do artigo 8.º)

Teor energético dos combustíveis para transportes

Combustível	Teor energético em massa (poder calorífico inferior, MJ/kg)	Teor energético por volume (poder calorífico inferior, MJ/l)
Bioetanol (etanol produzido a partir de biomassa)	27	21
Bio -ETBE (éter etil-ter-butílico produzido a partir de bioetanol)	36 (37% do qual de fontes renováveis)	27 (37% do qual de fontes renováveis)
Biometanol (metanol produzido a partir de biomassa, para utilização como biocombustível)	20	16
Bio -MTBE (éter metil-ter-butílico produzido a partir de biometanol)	35 (22% do qual de fontes renováveis)	26 (22% do qual de fontes renováveis)
Bio -DME (éter dimetílico produzido a partir de biomassa, para utilização como biocombustível)	28	19
Bio -TAEE (éter ter-amil-etílico produzido a partir de bioetanol)	38 (29% do qual de fontes renováveis)	29 (29% do qual de fontes renováveis)
Biobutanol (butanol produzido a partir de biomassa, para utilização como biocombustível)	33	27
Biodiesel (éster metílico produzido a partir de óleo vegetal ou animal, com qualidade de gasóleo, para utilização como biocombustível)	37	33
Gasóleo Fischer-Tropsch (um hidrocarboneto sintético ou mistura de hidrocarbonetos sintéticos produzidos a partir de biomassa)	44	34
Óleo vegetal tratado com hidrogénio (óleo vegetal tratado termoquimicamente com hidrogénio)	44	34
Óleo vegetal puro (óleo produzido a partir de plantas oleaginosas por pressão, extracção ou métodos comparáveis, em bruto ou refinado mas quimicamente inalterado, quando a sua utilização for compatível com o tipo de motores e os respectivos requisitos em termos de emissões)	37	34
Biogás (um gás combustível produzido a partir de biomassa e ou da fracção biodegradável de resíduos, que pode ser purificado até à qualidade do gás natural, para utilização como biocombustível, ou gás de madeira)	50	-
Gasolina	43	32
Gasóleo	43	36

Potência adicional e energia do sobreequipamento

Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho

Estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia do sobreequipamento produzida por centros eletroprodutores cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, veio introduzir um conjunto de alterações ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece, designadamente, o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, nomeadamente no que respeita aos conceitos de produção em regime ordinário e produção em regime especial, ao mesmo tempo que procedeu à consolidação do regime jurídico aplicável à produção de eletricidade em regime especial, em particular, através de fontes de energias renováveis, o qual passou a integrar aquele decreto-lei e que até então se encontrava disperso por vários diplomas.

Todavia, atenta a sua particular especificidade, ficou subtraído daquele esforço de consolidação legislativa o regime do sobreequipamento de centros produtores eólicos, constante dos artigos 3.º a 3.º-C do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, que o presente decreto-lei agora visa rever e substituir, na sequência dos contributos dados no âmbito do grupo de trabalho que reuniu para o efeito, no qual participaram entidades como a APREN - Associação Portuguesa das Energias Renováveis, o gestor técnico global do Sistema Elétrico Nacional, o comercializador de último recurso com abrangência continental e os operadores da Rede Nacional de Transporte e da Rede Nacional de Distribuição.

Assim, a par do conceito de sobreequipamento, entendido como a instalação de novos aerogeradores destinados a conseguir um aumento da potência instalada em centros produtores eólicos limitado a 20% da potência de ligação às redes, que se mantém inalterado, o presente decreto-lei define, ainda, o conceito de energia adicional, considerada como energia ativa que resultar da utilização da potência adicional, correspondendo o valor máximo da potência adicional à diferença entre a potência instalada e a potência de ligação, excluindo-se a energia do sobreequipamento, quando exista.

Permite-se, assim, que a energia adicional possa ser injetada na rede, salvaguardadas que estejam as condições técnicas de estabilidade e segurança.

Deste modo, e nomeadamente nos casos em que não seja possível realizar o sobreequipamento, torna-se possível maximizar quer a utilização do recurso (vento) disponível no local, quer as capacidades existentes de produção de energia elétrica de fonte eólica, ao mesmo tempo que se mitigam os impactes ambientais sobre o território resultantes da instalação de novos parques eólicos.

Por outro lado, abre-se a possibilidade do sobreequipamento poder ser detido e gerido, operacionalmente, por pessoa jurídica distinta do titular do centro eletroprodutor sobreequipado, desde que tal entidade mantenha com este uma relação de domínio total, pautando-se as relações recíprocas por um contrato a submeter à Direção-Geral de Energia e Geologia, quando do pedido de autorização para instalação ou exploração do sobreequipamento.

É igualmente alterada a solução remuneratória aplicável, passando a energia adicional e a energia do sobreequipamento a ser remuneradas por tarifa de igual valor, que é fixada em 60 (euro)/MWh, mantendo-se inalterada a solução remuneratória aplicada à restante energia, nos

termos do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Esta solução remuneratória, aliada à obrigatoriedade de permanência neste regime por parte dos produtores que beneficiem de um regime de remuneração garantida, permitem introduzir uma disciplina de racionalização de custos da produção de energia renovável, neste caso proveniente da fonte primária eólica, que até agora não existia.

O presente decreto-lei contém ainda disposições relativas à faturação e contagem da energia adicional e da energia do sobreequipamento, bem como disposições transitórias aplicáveis aos centros eletroprodutores eólicos com sobreequipamento autorizado ao abrigo do regime instituído pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, que se mantém para esses centros eletroprodutores.

Foi ouvida, a título facultativo, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto e âmbito

1 - O presente decreto-lei estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobreequipamento e à energia do sobreequipamento de centros eletroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida.

2 - Considera-se remunerada por um regime de remuneração garantida, a energia ativa oriunda dos centros eletroprodutores mencionados nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, bem como daqueles a que se aplique a portaria referida no n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

3 - O disposto no presente decreto-lei não é aplicável aos centros eletroprodutores eólicos instalados no espaço marítimo sob soberania ou jurisdição nacional.

Artigo 2.º
Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, considera-se:

a) «Energia adicional», a energia ativa que resultar da utilização da potência adicional, correspondendo o valor máximo da potência adicional à diferença entre a potência instalada e a potência de ligação, excluindo-se a energia do sobreequipamento, quando exista;

b) «Energia do sobreequipamento», toda a energia ativa injetada na rede com origem, exclusivamente, nos novos aerogeradores do sobreequipamento;

c) «Potência de ligação do centro eletroprodutor», a potência máxima a injetar na rede, fixada no respetivo licenciamento;

d) «Potência instalada do centro eletroprodutor», a potência nominal, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade, fixada no respetivo licenciamento;

e) «Sobreequipamento», a alteração do centro eletroprodutor que consista num aumento da potência instalada, conseguido através da instalação de novos aerogeradores até ao limite previsto no n.º 1 do artigo 5.º.

Artigo 3.º
Potência adicional

1 - O centro eletroprodutor pode injetar energia adicional na rede a que se encontre ligado, nos termos do presente decreto-lei, do Regulamento da Rede de Transporte ou do Regulamento da Rede de Distribuição e dos regulamentos aplicáveis emitidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

2 - O titular do centro eletroprodutor deve proceder, em estreita articulação com o operador da rede a que aquele se encontre ligado, à prévia avaliação técnica da viabilidade de iniciar a injeção da energia adicional, por forma a prevenir eventuais quebras do fornecimento ou a instabilidade na rede, nos termos a prever na portaria referida no n.º 2 do artigo 8.º.

3 - A potência de ligação mantém-se inalterada não obstante a injeção da energia adicional.

Artigo 4.º
Interrupção da injeção da energia adicional

1 - Sempre que se revele necessário para assegurar a segurança e fiabilidade da rede ou a qualidade de serviço, o operador da rede a que se ligue o centro eletroprodutor, ou o gestor técnico global do Sistema Elétrico Nacional (GTGS) dão instruções diretas para que o titular do centro eletroprodutor interrompa, no todo ou em parte, a injeção da energia adicional.

2 - As instruções de interrupção são de cumprimento obrigatório, devendo especificar o prazo da interrupção, valor de potência máxima a produzir pelo centro eletroprodutor, e se for o caso, as demais obrigações técnicas a observar.

3 - Para efeito do disposto nos números anteriores, o centro eletroprodutor deve estar apetrechado com os meios de comunicação, medição e controlo necessários e adequados, para que possa receber as instruções de interrupção do operador da rede ou do GTGS, diretamente ou através do centro de despacho do centro eletroprodutor.

4 - Em caso de incumprimento das instruções de interrupção pelo titular do centro eletroprodutor, o operador da rede ou o GTGS podem interromper a injeção da energia elétrica proveniente do centro eletroprodutor durante o período em que as condições determinantes da interrupção se mantiverem, sempre que isso se torne necessário para assegurar a estabilidade e segurança das redes e do Sistema Elétrico Nacional, sem prejuízo do disposto no n.º 4 do artigo 14.º.

Artigo 5.º
Sobreequipamento

1 - O centro eletroprodutor pode ser sobreequipado até ao limite de 20% da potência de ligação atribuída, nos termos do presente decreto-lei, do Regulamento da Rede de Transporte ou do Regulamento da Rede de Distribuição e dos regulamentos aplicáveis emitidos pela ERSE.

2 - A potência de ligação atribuída ao centro eletroprodutor mantém-se inalterada não obstante o sobreequipamento e a injeção na rede da energia do sobreequipamento.

3 - É aplicável ao sobreequipamento o disposto no artigo anterior.

Artigo 6.º
Controlo prévio e separação jurídica do sobreequipamento

1 - A alteração do centro eletroprodutor para instalação do sobreequipamento, bem como a sua entrada em exploração, estão sujeitas a autorização, mediante pedido do promotor ou do titular do centro eletroprodutor.

2 - A autorização para instalação e exploração do sobreequipamento pode ser concedida a pessoa jurídica distinta do titular do centro eletroprodutor a sobreequipar, desde que mantenha com este uma relação de domínio total.

3 - A autorização referida no número anterior é atribuída em face de um contrato entre o titular do centro eletroprodutor e a pessoa jurídica que preencha os requisitos do número anterior.

4 - O contrato referido no número anterior deve definir os termos e condições da separação jurídica do sobreequipamento, nomeadamente, os direitos e obrigações de cada uma das partes no respeitante à produção de eletricidade, à injeção de eletricidade na rede, à contagem e faturação, à propriedade das instalações e equipamentos e à partilha de informações.

Artigo 7.º
Competências

1 - A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade coordenadora do controlo prévio do sobreequipamento, cabendo-lhe a instrução, apreciação e decisão de autorizar a instalação e exploração do sobreequipamento, incluindo a separação jurídica deste, bem como exercer as demais competências decisórias previstas no presente decreto-lei, designadamente, em matéria de transmissão, transformação e extinção.

2 - Cabe ainda à DGEG exercer a fiscalização e inspeção da potência adicional e do sobreequipamento.

Artigo 8.º
Procedimentos de autorização relativos ao sobreequipamento

1 - Os procedimentos de autorização previstos no presente decreto-lei iniciam-se com a apresentação de um pedido do promotor ou titular do centro eletroprodutor a sobreequipar.

2 - Sem prejuízo da demais legislação aplicável, os elementos instrutórios dos pedidos de autorização, bem como a marcha do procedimento e respetivos prazos, são estabelecidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, tendo por referência a portaria publicada ao abrigo do n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

3 - A portaria prevista no número anterior define ainda o procedimento de articulação com a DGEG e os operadores de rede ou o GTGS, previsto no n.º 2 do artigo 3.º.

4 - É aplicável ao procedimento previsto no presente decreto-lei a desmaterialização dos procedimentos, nos termos do disposto no artigo 78.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

5 - A portaria referida no n.º 2 é aprovada no prazo de 60 dias, a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Capítulo II
Do regime da autorização

Artigo 9.º
Responsabilidades decorrentes da separação jurídica do sobreequipamento

1 - Não obstante a separação jurídica do sobreequipamento, quando exista, o titular do centro eletroprodutor mantém-se responsável pela gestão da produção e da injeção na rede da eletricidade oriunda de todo o centro eletroprodutor, incluindo o sobreequipamento.

2 - Cabe ao titular do centro eletroprodutor sobreequipado assegurar, designadamente, o regular funcionamento de ambas as instalações, em conformidade com a lei e os regulamentos aplicáveis e as boas regras da indústria, bem como o cumprimento das instruções de interrupção,

o pagamento da energia consumida pelos serviços auxiliares, o controlo da energia reativa transitada pelo ponto de receção e o pagamento dos respetivos desvios, ainda que a gestão corrente do sobreequipamento se encontre cometida a pessoa jurídica distinta.

3 - O titular do centro eletroprodutor e o titular do sobreequipamento separado respondem solidariamente, perante as entidades licenciadoras e fiscalizadoras e os operadores de rede ou o GTGS, em tudo o que respeite ao cumprimento dos deveres e obrigações legais e regulamentares decorrentes do controlo prévio e inerentes à instalação e exploração do sobreequipamento e respetiva ligação à rede.

Artigo 10.º
Remuneração da energia adicional e da energia do sobreequipamento

1 - A energia adicional e a energia do sobreequipamento são remuneradas com uma tarifa fixa, não atualizável, cujo valor é de 60 (euro)/MWh;

2 - A remuneração é devida desde o início da entrega à rede, da energia adicional ou da energia do sobreequipamento, consoante o caso, nos termos do presente decreto-lei e da portaria referida no n.º 2 do artigo 8.º.

3 - A potência adicional ou o sobreequipamento não determinam qualquer alteração da potência declarada estabelecida para o centro eletroprodutor, nem afetam ou prejudicam a remuneração da energia elétrica injetada nas redes até ao limite da potência de ligação atribuída aos centros eletroprodutores no âmbito do respetivo licenciamento, de acordo com os regimes remuneratórios garantidos que lhes forem aplicáveis nos termos legalmente estabelecidos.

4 - As tarifas previstas no n.º 1 aplicam-se, se e enquanto durar a aplicação da remuneração garantida, e caso não se verifique o impedimento previsto no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, sem prejuízo do disposto no artigo seguinte.

5 - A remuneração da energia adicional ou da energia do sobreequipamento, definidas no n.º 1, são aplicáveis aos centros eletroprodutores sujeitos ao regime remuneratório fixado nos termos do n.º 4 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, salvo se outra for definida no âmbito do referido regime.

Artigo 11.º
Articulação com o regime do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro

1 - A cessação de tarifas prevista no n.º 4 do artigo anterior não obsta à aplicação, durante o período adicional, de um dos regimes remuneratórios previstos no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, em relação à totalidade da energia injetada na rede pelo centro eletroprodutor sobreequipado, que, nos termos daquele diploma legal e do disposto no número seguinte, lhe seja aplicável.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a entidade obrigada à aquisição da energia elétrica produzida em regime especial a nível continental, procede à determinação do reforço do valor da compensação anual, derivado da autorização para sobreequipamento, e em consequência das prestações mensais a pagar pelo titular do centro eletroprodutor cuja adesão ao regime do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, se mantenha válida e eficaz.

3 - O valor do reforço referido no número anterior é notificado, pela entidade obrigada à aquisição da energia elétrica produzida em regime especial a nível continental, ao titular do centro eletroprodutor sobreequipado, devendo o seu pagamento ser iniciado na prestação que se vencer no mês seguinte ao da entrada em funcionamento do sobreequipamento, mantendo-

se em todo o demais a disciplina do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e da regulamentação aplicável emitida pela ERSE.

Artigo 12.º
Intransmissibilidade

Salvo o disposto no artigo seguinte, a autorização para sobreequipamento é pessoal e intransmissível, separadamente da licença de estabelecimento ou licença de produção relativa ao centro eletroprodutor sobreequipado, mesmo nos casos de sobreequipamento juridicamente separado.

Artigo 13.º
Integração, transformação e extinção

1 - Carecem de autorização as seguintes operações:

a) A integração completa do sobreequipamento juridicamente separado no centro eletroprodutor que serviu de base àquele;

b) A transformação do sobreequipamento juridicamente separado em centro eletroprodutor independente do que serviu de base ao sobreequipamento, nos casos em que não se verifique o impedimento previsto no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.

2 - A autorização do sobreequipamento extingue-se nos seguintes casos:

a) Quando o sobreequipamento não seja instalado ou não entre em exploração nos mesmos prazos que os legalmente estabelecidos para a instalação e entrada em exploração do centro eletroprodutor a que aquele respeita;

b) Quando cesse a licença de estabelecimento ou a licença de produção do centro eletroprodutor a que respeita o sobreequipamento;

c) Quando cesse o contrato referido nos n.os 3 e 4 do artigo 6.º e não ocorra a integração ou a transformação previstas no número anterior, nos 30 dias subsequentes à cessação do referido contrato.

3 - No caso da transformação referida na alínea b) do n.º 1, o regime remuneratório aplicável ao centro eletroprodutor transformado é o previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 33.º-G e nos artigos 33.º-H e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, ou outro não baseado em remuneração garantida, aproveitando-se em qualquer caso os atos úteis já praticados.

4 - Quando cesse o contrato referido nos n.os 3 e 4 do artigo 6.º, as partes contratantes devem adotar todos os atos e formalidades necessários à completa integração do sobreequipamento no centro eletroprodutor a que aquele respeita, salvo se for autorizada outra solução.

Capítulo III
Da faturação e contagem da energia

Artigo 14.º
Faturação da energia adicional

1 - A energia adicional é faturada, pelo titular do centro eletroprodutor, de forma individualizada mas em conjunto com a restante energia injetada, até ao limite da potência de ligação atribuída, sendo proibida a inclusão nesta faturação da energia eventualmente injetada na rede em violação das instruções de interrupção previstas nos artigos 4.º e 5.º, quando existam.

2 - A energia adicional é determinada em cada período de 15 minutos, pela diferença positiva entre a energia efetivamente entregue à rede e a que resulte da calculada a partir da potência de ligação nesse período.

3 - Ao valor total da energia mensal registada no contador é deduzida a energia adicional, calculada nos termos previstos no número anterior, sendo o valor obtido remunerado de acordo com o regime remuneratório em que se enquadre o centro eletroprodutor, nos termos do respetivo licenciamento.

4 - Toda a energia elétrica injetada na rede em violação de instruções de interrupção é faturada, pela entidade obrigada à aquisição da energia elétrica produzida em regime especial a nível continental, ao titular do centro eletroprodutor, pelo valor correspondente a duas vezes o valor unitário que lhe corresponda, devendo o montante correspondente ser compensado, por encontro de contas, no pagamento imediatamente seguinte relativo à restante energia fornecida à rede.

5 - Os operadores de rede e o GTGS devem informar a entidade obrigada à aquisição da energia elétrica produzida em regime especial a nível continental das instruções de interrupção que não forem cumpridas, fornecendo-lhe os detalhes necessários para efeitos do cumprimento do disposto no número anterior.

Artigo 15.º
Faturação e contagem da energia do sobreequipamento

1 - A faturação da energia do sobreequipamento entregue à rede é feita separadamente da produzida pelo centro eletroprodutor que se encontre sobreequipado.

2 - Para os efeitos previstos no número anterior, o titular do centro eletroprodutor sobreequipado, ou em caso de sobreequipamento juridicamente separado, o titular deste, deve instalar um sistema de telecontagem próprio que dê suporte à faturação individualizada da energia do sobreequipamento, sem prejuízo da existência de um sistema de telecontagem global do centro eletroprodutor no seu conjunto.

3 - Os equipamentos de telecontagem indicados no número anterior devem cumprir as disposições relativas a pontos de medição de instalações de produção estabelecidos na regulamentação aplicável, bem como os requisitos definidos pelos operadores de rede ou GTGS.

4 - O titular do centro eletroprodutor sobreequipado e o titular do sobreequipamento juridicamente separado devem partilhar toda a informação relevante para a faturação em separado da eletricidade injetada por ambos.

5 - Os dados e informação estatística são prestados à DGEG pelo titular do centro eletroprodutor sobreequipado, nos termos legalmente previstos, devendo ser sempre indicada a totalidade da energia produzida e individualizar a parte relativa à energia do sobreequipamento.

6 - Nas situações em que não exista separação jurídica do sobreequipamento, e quando seja demonstrado que o custo do equipamento de contagem é desproporcional quando comparado com a energia faturada, pode ser dispensada a telecontagem individualizada da energia do sobreequipamento, nos termos a prever na portaria referida no n.º 2 do artigo 8.º.

Capítulo IV
Disposições finais e transitórias

Artigo 16.º
Taxas administrativas

1 - Pela apreciação dos pedidos de autorização previstos no presente decreto-lei são devidas taxas a estabelecer em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, as quais são liquidadas e cobradas pela entidade competente para a autorização.

2 - Os montantes cobrados constituem receita do Estado, em 60%, e da entidade competente para a autorização, em 40%.

3 - A cobrança coerciva das dívidas provenientes da falta de pagamento das taxas faz-se através do processo de execução fiscal, servindo de título executivo a certidão passada pela entidade competente para a sua liquidação.

4 - A cobrança coerciva das dívidas previstas no número anterior pode ser promovida pela Autoridade Tributária e Aduaneira, nos termos a definir por protocolo a celebrar, para o efeito, entre este serviço e a entidade competente para a liquidação dos montantes em dívida.

Artigo 17.º
Sobreequipamentos autorizados

1 - Os sobreequipamentos ou a instalação de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão que, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, se encontrem já autorizados ou instalados ao abrigo e nos termos dos artigos 3.º a 3.º-C do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, continuam a reger-se por aqueles normativos, não lhes sendo aplicável a disciplina do presente decreto-lei, com exceção do disposto nos números seguintes e, quando aplicável, nos n.os 2 e 3 do artigo 11.º.

2 - O disposto nos artigos 3.º e 4.º e, com as necessárias adaptações, no artigo 14.º, é aplicável aos centros eletroprodutores referidos no número anterior, desde que não se encontrem sobreequipados ou estejam autorizados a sobreequipar ao abrigo do regime previsto no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio.

3 - Caso o centro eletroprodutor se encontre sobreequipado ou autorizado a sobreequipar ao abrigo do regime previsto no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, a energia elétrica injetada na rede que exceder o limite da potência de ligação atribuída não é remunerada, devendo a respetiva faturação prever o valor de zero euros.

4 - A injeção de energia adicional nos termos previstos nos números anteriores não determina qualquer alteração da potência declarada estabelecida para o centro eletroprodutor.

5 - O titular do centro eletroprodutor abrangido pelo disposto no n.º 1, cuja licença de exploração ou certificado de exploração para o sobreequipamento ainda não tenha sido concedido à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, pode ser autorizado a adotar a separação jurídica do sobreequipamento, nos termos dos n.os 2 e 3 do artigo 6.º, aplicáveis com as necessárias adaptações.

6 - A adoção da separação jurídica do sobreequipamento referida no número anterior, implica a sujeição às regras definidas nos artigos 9.º, 12.º, 13.º e 15.º, sem prejuízo da continuidade da aplicação do regime nos termos do estabelecido na primeira parte do n.º 1.

7 - Para efeitos do disposto nos n.os 5 e 6, o titular do centro eletroprodutor com estabelecimento do sobreequipamento já aceite nos termos do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, deve requerer a respetiva

autorização, no prazo de dois meses, a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

8 - O disposto nos artigos 3.º e 4.º e, com as necessárias adaptações, no artigo 14.º, é aplicável aos centros electroprodutores cujas potências tenham sido atribuídas a título de mérito excecional, nos termos do programa e condições do concurso lançado pelo anúncio publicado no Diário da República, III série, n.º 144, 2.º suplemento, de 28 de julho de 2005, sempre que exista diferença entre a potência de ligação e a potência instalada, sendo a energia adicional remunerada nos termos do presente decreto-lei.

Artigo 18.º
Opção pela integração no novo regime

1 - O titular do centro eletroprodutor cujo sobreequipamento se rege pelo disposto nos artigos 3.º a 3.º-C do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio, pode optar por aderir ao regime previsto no presente decreto-lei.

2 - A adesão prevista no número anterior carece de autorização da DGEG.

3 - Para efeitos do disposto nos números anteriores, o titular do centro eletroprodutor deve apresentar requerimento escrito à entidade competente, no prazo de dois meses, a contar da data da entrada em vigor do presente decreto-lei.

4 - A adesão prevista no n.º 1 considera-se autorizada se a entidade competente não se pronunciar expressamente nos 30 dias subsequentes à apresentação do requerimento referido no número anterior.

5 - A adesão implica renúncia irrevogável ao regime previsto nos artigos 3.º a 3.º-C do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio.

Artigo 19.º
Norma revogatória

São revogados:

a) Os artigos 3.º a 3.º-C do Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio;

b) O Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio.

Artigo 20.º
Aplicação no espaço

O presente decreto-lei não se aplica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 21.º
Aplicação no tempo

Os processos que se encontrem pendentes de decisão final, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, regem-se pelo disposto no presente diploma, salvaguardando-se os atos úteis já praticados no âmbito do respetivo procedimento.

Artigo 22.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Equilíbrio concorrencial

Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho

Prevê a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal e a adequada repartição de custos de interesse económico geral

A regulação no setor da eletricidade tem em vista assegurar o funcionamento eficiente e sustentado do mercado, mediante a promoção de uma concorrência efetiva, a salvaguarda do equilíbrio económico-financeiro das empresas e a proteção dos direitos e interesses dos consumidores no que respeita a preços, serviços prestados e respetivos níveis de qualidade. Desta forma, no exercício da sua missão regulatória, cabe à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) acompanhar e monitorizar os mercados e os seus agentes, bem como mitigar eventuais distorções ao seu regular funcionamento e atuação.

Em face do progressivo processo de integração europeia e, em particular, do atual estádio de implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), as atribuições cometidas à ERSE não podem deixar de ser prosseguidas num quadro global. Para esse efeito, a ERSE deve ter em consideração a evolução dos principais mercados europeus de energia elétrica e os diversos fatores que, apesar de se revelarem exteriores a tais mercados, são passíveis de determinar importantes alterações ou intervenções no seu modo de funcionamento e de, por essa via, deter um impacto estrutural sobre a formação dos preços no MIBEL.

A formação dos preços no mercado grossista de eletricidade português, na medida em que a integração dos mercados de energia é uma realidade, pode ser afetada por eventos ou medidas que ocorram noutros Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado.

Assim, o funcionamento do MIBEL não está imune a consequências de alterações relevantes em termos económicos e legislativos que possam surgir em cada país da área do MIBEL, ou ao nível da União Europeia.

Neste contexto, de modo a contribuir para a permanente adaptação e harmonização da atividade regulatória ao nível nacional, importa estabelecer a possibilidade de análise e implementação, no âmbito dessa atividade, dos mecanismos adequados de correção dos efeitos decorrentes de medidas ou eventos extramercado registados na União Europeia ou em algum dos respetivos Estados-Membros, com repercussões na formação dos preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal.

Em concreto, importa instituir um mecanismo regulatório destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses. Esse objetivo é alcançado através da repartição, em função do impacto registado na formação dos preços, dos custos de interesse económico geral.

Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º
Objeto

O presente decreto-lei prevê a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 1.º-A
Âmbito de aplicação subjetivo

São abrangidos pelo disposto no presente decreto-lei:

a) Os produtores de energia elétrica em regime ordinário, assim definidos nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores abrangidos pela alínea a) do n.º 2 do artigo 17.º daquele diploma, até à data de cessação dos respetivos contratos de aquisição de energia;

b) Os produtores de energia elétrica que explorem aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada igual ou superior a 10 MVA;

c) Os produtores de energia elétrica que não beneficiem de qualquer mecanismo de remuneração garantida, com exceção dos produtores:

   i) Que efetuem compensações específicas ao Sistema Elétrico Nacional no âmbito do procedimento concorrencial previsto no artigo 5.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual; e

   ii) Cuja potência instalada de cada centro eletroprodutor individualmente considerado seja inferior a 5 MW.

Ver todas as alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 104/2019 - Diário da República n.º 152/2019, Série I de 2019-08-09, em vigor a partir de 2019-08-10

Artigo 2.º
Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) 'Custos de interesse económico geral (CIEG)', os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, definidos nos n.os 2 e 3 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

b) 'Energia elétrica injetada na rede', a energia ativa a faturar aos produtores medida nos pontos de ligação das suas instalações no nível de tensão respetivo;

c) [Revogada].

d) [Revogada].

e) [Revogada].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2019 - Diário da República n.º 152/2019, Série I de 2019-08-09, em vigor a partir de 2019-08-10

Artigo 3.º
Repercussão tarifária do mecanismo de equilíbrio concorrencial

1 - Os valores faturados aos produtores de energia elétrica por aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial são repercutidos na rubrica de CIEG com repartição no âmbito da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia estabelece, através de portaria, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a regulamentação necessária à execução do disposto no número anterior, tendo em conta o seguinte:

a) Os preços dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede são definidos anualmente;

b) Os preços dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede podem ser diferenciados por tecnologia e regime de produção de eletricidade;

c) Os preços dos termos tarifários são aplicados a quantidades de energia efetivamente injetada na rede pelos produtores abrangidos;

d) [Revogada].

3 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode estabelecer, para cada ano, através de despacho, sob proposta da ERSE, um valor de pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.

4 - A operacionalização do disposto no número anterior faz-se nos termos da portaria a que se refere o n.º 2.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2019 - Diário da República n.º 152/2019, Série I de 2019-08-09, em vigor a partir de 2019-08-10

Artigo 4.º
Determinação dos valores a faturar

1 - A determinação dos valores a faturar nos termos do artigo 3.º é concretizada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE, sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços.

2 - A elaboração do estudo referido no número anterior deve observar o procedimento de consulta do Conselho Tarifário da ERSE, nos termos fixados na portaria a que se refere o n.º 2 do artigo 3.º.

3 - [Revogado].

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 104/2019 - Diário da República n.º 152/2019, Série I de 2019-08-09, em vigor a partir de 2019-08-10

Artigo 5.º
Norma transitória

No que respeita ao ano de 2013, o estudo referido no n.º 1 do artigo anterior deve ser elaborado até ao final do primeiro semestre.

Ajustamentos tarifários

Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

Procede à definição das regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários anuais aplicáveis ao setor elétrico

Com a nova estrutura organizativa do Sistema Elétrico Nacional (SEN) introduzida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e desenvolvida pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, o setor elétrico passou a orientar-se por princípios de liberalização e de promoção da concorrência no mercado elétrico, os quais se destinam a prosseguir objetivos de política energética, bem como a propiciar a proteção dos consumidores.

A promoção de uma tendencial estabilidade tarifária num ambiente de concorrência no setor energético, enquanto forma de proteção dos interesses económicos dos consumidores no âmbito do acesso aos serviços de interesse geral relacionados com a energia elétrica, constitui um dos objetivos da política do XVI Governo Constitucional para este setor de atividade.

Em particular, a entrada em funcionamento do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) - possibilitada pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) anteriormente celebrados entre as entidades titulares dos centros electroprodutores que integravam o então Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro - veio estabelecer as condições indispensáveis para a criação de um mercado regional de eletricidade que permita o acesso a este serviço em condições mais competitivas.

Contemporaneamente com a promoção destas medidas liberalizadoras do setor elétrico, tem-se assistido desde finais de 2007 a uma variabilidade no domínio hidrológico desfavorável para a produção hídrica, o que tem resultado num incremento importante da utilização das tecnologias de produção alimentadas a carvão e fuelóleo para assegurar o abastecimento do SEN. Por outro lado, também se tem verificado uma significativa escalada nos preços dos combustíveis fósseis, cujo impacte nos custos de produção de energia elétrica e, consequentemente, nas tarifas elétricas tem assumido uma dimensão relevante.

Com efeito, a existência de grandes flutuações em custos estruturais, como os custos de aprovisionamento de energia, obriga a que a correspondente integração dos desvios positivos ou negativos seja, por um lado, realizada de forma gradual ao longo do tempo, mitigando a volatilidade tarifária subjacente e, por outro, assegure o equilíbrio intertemporal entre o mercado regulado e o mercado liberalizado, garantindo a sustentabilidade do SEN.

Assim, importa introduzir algumas alterações no regime aplicável à recuperação e transmissibilidade dos ajustamentos tarifários, de modo a permitir atenuar os efeitos económicos gerados por esses ajustamentos para as tarifas de eletricidade e assegurar o reconhecimento do direito à sua recuperação.

Nestas condições, torna-se igualmente imprescindível proceder à adoção de medidas suscetíveis de mitigar, através da sua diluição temporal, os efeitos que circunstâncias excecionais produzem sobre as tarifas elétricas, recorrendo a mecanismos que não penalizem excessivamente os consumidores, em consonância com os objetivos assumidos nos acordos internacionais para o MIBEL celebrados com o Reino de Espanha, nomeadamente em matéria de progressiva extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para permitir uma liberalização global do mercado elétrico.

Por outro lado, a intenção de cumprir os objetivos de reforço da produção de energia a partir de fontes endógenas e renováveis, geradora de benefícios sociais intertemporais, que visam colocar Portugal entre os cinco países com maior disponibilidade desse tipo de produção, bem como os efeitos que possam decorrer para as tarifas de outras medidas de sustentabilidade ou interesse económico geral, justificam que se estabeleça um mecanismo que permita, em casos fundamentados, criar condições para uma adequada repercussão tarifária, também intertemporal, dessas medidas.

Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Foi promovida a audição do Conselho Nacional do Consumo. Foram ouvidas, a título facultativo, a Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, a União Geral de Consumidores, a Associação de Consumidores da Região dos Açores e a Associação de Consumidores dos Media.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º
Objeto e âmbito

1 - O presente decreto-lei define as regras aplicáveis, em situações excecionais, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso, entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço universal, conforme definido nos termos da alínea j) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

2 - O presente decreto-lei define, ainda, as regras gerais aplicáveis ao reconhecimento dos ajustamentos tarifários de carácter regular, remetendo a sua concretização para o Regulamento Tarifário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Artigo 2.º
Estabilidade tarifária

1 - Sempre que se verifiquem condições que a ERSE, de modo fundamentado, considere excecionais e suscetíveis de provocar variações e impactes tarifários significativos para os consumidores de energia elétrica num determinado ano, nomeadamente escassez na produção hidroelétrica por motivos de seca, flutuações relevantes nos sobrecustos de produção de energia a partir de fontes renováveis, geradora de benefícios que justifiquem a sua diluição intertemporal, ou variações significativas de preços nos mercados internacionais de combustíveis fósseis, a ERSE deve, até 10 de setembro do ano em que sejam detetadas tais condições:

a) Propor ao ministro responsável pela área da energia as condições para repercutir nas tarifas elétricas os ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso;

b) Informar o ministro responsável pela área da energia dos impactes tarifários associados a diferentes cenários para repercussão nas tarifas elétricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

2 - O ministro responsável pela área da energia pode, com base na proposta e na informação disponibilizadas pela ERSE, estabelecer, mediante despacho, condições específicas para assegurar a repercussão nas tarifas elétricas nos anos subsequentes do seguinte:

a) Os ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica do comercializador de último recurso;

b) Os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

3 - A repercussão nas tarifas elétricas dos custos previstos nos números anteriores deve ser integralmente efetuada ao longo de um período máximo de 15 anos, de forma a mitigar os efeitos das circunstâncias excecionais verificadas, tendo igualmente em consideração as regras em vigor no Regulamento Tarifário aplicáveis à proteção dos consumidores vulneráveis.

4 - O despacho previsto no n.º 2 deve ser emitido até 20 de setembro, para que possa produzir efeitos no cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano seguinte, devendo estabelecer o prazo concreto, o regime de prestações a aplicar para a recuperação dos custos apurados em cada ano e a taxa de juro aplicável.

5 - As entidades afetadas pela aplicação do disposto no presente artigo têm o direito de recuperar integralmente os custos previstos no n.º 2, acrescidos dos respetivos encargos financeiros calculados à taxa de juro definida no despacho referido no número anterior e no prazo e regime de prestações nele fixados, através da tarifa de uso global do Sistema ou de outra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica, a partir do ano seguinte àquele em que o montante do diferencial de custos seria repercutido na tarifa.

6 - As entidades afetadas pela aplicação do disposto no presente artigo podem ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito de receber através das tarifas de eletricidade os montantes relativos aos pagamentos dos valores ou direitos previstos no número anterior, aplicando-se, nesse caso, o regime estabelecido nos n.os 2 e seguintes do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, que define as regras aplicáveis à recuperação e transmissibilidade do défice tarifário e dos ajustamentos tarifários.

7 - Compete à ERSE reconhecer e divulgar, no processo de cálculo das tarifas, de forma segregada em relação a cada entidade, o montante do diferencial de custos gerado nesse ano com a aplicação das medidas excecionais, bem como anualmente o montante global do diferencial que se encontre em dívida e o montante que será recuperado nas tarifas durante o ano seguinte.

8 - O disposto nos números anteriores não é aplicável em relação a qualquer tipo de encargo, custo ou proveito decorrente do regime estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que procede à definição das condições de cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada naqueles contratos.

Artigo 3.º
Ajustamentos tarifários regulares

1 - Sem prejuízo da aplicação das disposições de carácter excecional previstas no artigo anterior, compete ainda à ERSE determinar os ajustamentos tarifários de carácter regular que são repercutidos nas tarifas de energia elétrica aplicáveis, nos termos do número seguinte.

2 - Os ajustamentos tarifários de carácter regular referidos no número anterior devem ser avaliados, reconhecidos e divulgados no âmbito do processo de cálculo das tarifas, de forma segregada em relação a cada entidade, nos termos do Regulamento Tarifário.

3 - As entidades afetadas pela aplicação do disposto no número anterior podem ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito de receber, através das tarifas de energia elétrica, o montante global resultante da soma aritmética dos ajustamentos positivos e negativos de carácter regular apurados para cada entidade, aplicando-se o regime estabelecido nos n.os 2 e seguintes do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro.

Artigo 4.º
Custos com a cedência de direitos

Os custos incorridos com a montagem e manutenção das operações de cedência a terceiros dos direitos previstos no n.º 6 do artigo 2.º e no n.º 3 do artigo anterior são suportados pelas entidades interessadas na sua cedência, não podendo ser repercutidos nas tarifas de energia elétrica.

Artigo 5.º
Reconhecimento de direitos

Os ajustamentos tarifários apurados em cada ano que sejam devidos às entidades referidas no n.º 2 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, bem como os direitos reconhecidos no presente decreto-lei mantêm-se mesmo em caso de insolvência ou cessação superveniente da atividade que cada uma das entidades referidas naquele diploma desenvolve atualmente, devendo a ERSE adotar as medidas necessárias para assegurar que o titular desses direitos, à data em que ocorra qualquer daqueles factos, continua a recuperar os montantes em dívida até ao seu integral pagamento.

Artigo 6.º
Entrada em vigor

1 - O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

2 - O regime introduzido pelos artigos 2.º e 3.º aplica-se igualmente a ajustamentos tarifários apurados em data anterior à da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Rendas devidas aos Municípios pela distribuição de eletricidade em baixa tensão

Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro

Estabelece a renda devida aos municípios pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, cujo regime foi desenvolvido pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio estabelecer uma nova estrutura organizativa do Sistema Elétrico Nacional (SEN), em que a atividade de distribuição de energia elétrica passou a ser exercida de forma independente em relação à sua comercialização, em obediência a princípios estabelecidos na Diretiva Comunitária n.º 2003/54/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Neste contexto, a atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão continua a ser desenvolvida ao abrigo de contratos de concessão outorgados pelos municípios, os quais implicam o pagamento ao respetivo município concedente de uma renda anual devida pela exploração da concessão. O artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, determina, a este respeito, que a renda seja estabelecida em decreto-lei, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses.

Ainda de acordo com a mesma disposição, o valor da renda a pagar ao município deve ser incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição em baixa tensão, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

No modelo anterior do SEN e na sequência do regime introduzido pelo Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, a concessionária das redes de distribuição em baixa tensão estava já sujeita, como contrapartida da atribuição da respetiva concessão, ao dever de pagamento de uma renda ao município concedente, nos termos que vieram a ser fixados pela Portaria n.º 90-B/92, de 10 de fevereiro, e, posteriormente, pela Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril.

Esta renda era calculada, em qualquer dos casos, com base numa percentagem das vendas de energia elétrica em baixa tensão, na área de cada município, sendo determinada em função do número de locais de consumo existentes por quilómetro quadrado nesse município.

A separação entre atividades de distribuição e de comercialização entretanto operada pela nova estrutura organizativa do SEN vigente desde 2006 dificulta que o montante da renda possa ser determinado em função do valor das vendas de eletricidade da concessionária, tornando necessário proceder à definição de novos critérios para o seu cálculo.

Os novos valores a pagar aos municípios a partir do ano de 2009, inclusive, devem ser integralmente repercutidos nas tarifas de uso das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão e atualizados com base num valor de referência apurado para o ano de 2007 para cada município. O aludido valor de referência deve considerar a totalidade do consumo do mercado regulado e do mercado liberalizado de energia elétrica em baixa tensão em cada município durante o ano de 2006, valorizando esse consumo com base nas tarifas de venda a clientes finais aprovadas pela ERSE para esse mesmo ano.

Por outro lado, face à densidade populacional verificada em determinados municípios em 2007 e aos eventuais decréscimos que, com a aplicação da nova fórmula, decorreriam para as rendas a pagar aos municípios que se encontravam sujeitos ao regime estabelecido no n.º 5.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, determina-se um regime transitório de manutenção do valor da renda aplicável a esses municípios entre 2009 e 2012.

Tendo em vista continuar a assegurar o princípio da uniformidade tarifária nos municípios localizados no território continental de Portugal, importa consagrar o princípio de equalização da rentabilidade das concessões, evitando-se assimetrias estruturais da atividade de distribuição em baixa tensão nos diferentes municípios.

Foram ouvidas a Associação Nacional de Municípios Portugueses e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º
Pagamento devido pela atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão

1 - A concessão da atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão atribuída por um município, ou conjunto de municípios agrupados nos termos da legislação em vigor, situados no território continental de Portugal, é remunerada mediante uma renda anual devida pela respetiva concessionária nos termos do presente decreto-lei.

2 - Em conformidade com o disposto no n.º 2 do artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a renda anual, devida pela exploração de cada uma das concessões da atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão, é integralmente repercutida na tarifa de uso das redes de distribuição em baixa tensão, nos termos constantes do Regulamento Tarifário.

3 - De acordo com o n.º 4 do artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal é devido o pagamento de uma contrapartida ou de uma remuneração anual aos municípios das regiões autónomas, a efetuar pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas regiões autónomas, calculada e paga em termos equivalentes aos previstos no presente decreto-lei.

4 - A contrapartida ou remuneração prevista no número anterior é devida a partir de 2016, inclusive.

Alterações

Alterado pelo Artigo 211.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março

Artigo 2.º
Cálculo da renda anual

1 - O valor da renda anual a pagar pelas concessionárias relativamente a cada concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão é determinado a partir de um valor de referência para 2007 calculado nos termos da fórmula constante do anexo I do presente decreto-lei, do qual faz parte integrante.

2 - O valor a que se refere o número anterior é atualizado, em cada ano, nos termos da fórmula constante do anexo II do presente decreto-lei, do qual faz parte integrante, de acordo com a variação do índice de preços no consumidor, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P., e ponderado por um fator aplicado à variação do consumo de energia elétrica em baixa tensão verificado em cada município, em ambos os casos com base nos dados relativos ao ano anterior àquele em deve ocorrer o pagamento da renda.

Artigo 3.º
Regime de pagamento da renda anual

1 - A renda anual devida a cada município é paga pela respetiva concessionária da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão em quatro prestações iguais, que se vencem no último dia de cada trimestre.

2 - O valor da renda anual calculado nos termos do artigo anterior é devido a partir de 2009, inclusive.

3 - Para os anos de 2005 a 2008, o processo de cálculo das rendas é efetuado com base na Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, e tomando em consideração o volume de vendas de energia elétrica aos consumidores abastecidos à tarifa de venda a clientes finais em cada um desses anos, mantendo-se o valor pago no ano anterior quando, por diminuição das referidas vendas, se verifique uma redução do valor calculado.

4 - A obrigação de pagamento da renda anual pelas concessionárias da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão fica sujeita à atribuição efetiva da utilização dos bens do domínio público municipal, nomeadamente do uso do subsolo e das vias públicas para estabelecimento e conservação de redes aéreas e subterrâneas de distribuição de eletricidade em alta, média e baixa tensão afetas ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), com total isenção do pagamento de taxas pela utilização desses bens.

Artigo 4.º
Regime transitório da renda anual

Os municípios que, à data da entrada em vigor do presente decreto-lei, se encontrem ao abrigo do regime estabelecido no n.º 5.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, mantêm o referido regime no máximo até 2012.

Artigo 5.º
Equilíbrio económico-financeiro

1 - Quando, em virtude de alterações legislativas subsequentes à data de entrada em vigor do presente decreto-lei, se verifique um aumento significativo de custos ou uma perda acentuada de receitas no âmbito da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão que afete negativamente o equilíbrio económico-financeiro do respetivo contrato de concessão, a concessionária pode apresentar uma proposta fundamentada com vista a promover a reposição do equilíbrio económico-financeiro.

2 - A decisão sobre a proposta referida no número anterior compete aos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, da administração local e da energia, ouvidas a Associação Nacional de Municípios Portugueses e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Artigo 6.º
Rentabilidade das concessões

1 - O nível de rentabilidade do conjunto das concessões detidas por cada concessionária deve ser, pelo menos, igual ao nível de rentabilidade considerado nas tarifas de uso de redes de distribuição em baixa tensão fixadas pela ERSE e respeitante ao conjunto de todos os municípios do território continental de Portugal.

2 - O nível de rentabilidade das concessões detidas pela mesma entidade deve ter em consideração as características estruturais da atividade de distribuição em baixa tensão em cada município, bem como o valor da respetiva renda anual.

3 - A ERSE deve estabelecer o mecanismo de perequação adequado para concretizar o princípio definido no n.º 1, bem como a forma e os procedimentos necessários à reafectação das rentabilidades entre as diferentes concessões.

Artigo 7.º
Norma revogatória

É revogada a Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, sem prejuízo do disposto nos seus n.º 3 do n.º 3.º, n.º 4.º e anexo I.

Artigo 8.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Anexo I
Fórmula de cálculo do valor de referência para 2007, por município

$$r^{m}_{ref2007}=\left(\tilde{t}^{m}_{BTN2006}\times C^{m}_{BTN2006Reg}+\tilde{t}^{m}_{BTE2006}\times C^{m}_{BTE2006Reg}+C^{m}_{IP2006}\times\tilde{t}^{m}_{IP2006}\right)\times f^{m}_{2007Reg}+$$

$$+\left(\left(\tilde{t}^{m}_{BTN2006}\times 90\%\right)\times C^{m}_{BTN2006Lib}+\left(\tilde{t}^{m}_{BTE2006}\times 90\%\right)\times C^{m}_{BTE2006Lib}\right)\times f^{m}_{2007Lib}$$

em que:

$r^{m}_{ref2007}$ valor de renda de concessão de referência para município m no ano de 2007.

$C^{m}_{BTN2006Reg}$ consumo do mercado regulado de BTN em 2006 no município m.

$C^{m}_{BTN2006Lib}$ consumo do mercado livre de BTN em 2006 no município m.

$C^{m}_{BTE2006Reg}$ consumo do mercado regulado de BTE em 2006 no município m.

$C^{m}_{BTE2006Lib}$ consumo do mercado livre de BTE em 2006 no município m.

C^{m}_{IP2006} consumo total (mercado regulado e mercado livre) de IP em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{BTN2006}$ valor médio da tarifa BTN (mercado regulado cobrado em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{BTE2006}$ valor médio da tarifa BTE (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m.

$\tilde{t}^{m}_{IP2006}$ valor médio da tarifa IP (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m.

$f^{m}_{2007Reg}$ fator de densidade aplicado ao consumo do mercado regulado de BTE, BTN e IP, calculado com base no quadro referido no n.º 14 da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, e ajustado de forma a que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios do continente, seja igual a 7,5 % nos termos previstos nos n.os 12.º e 13.º da aludida portaria.

$f^{m}_{2007Lib}$ fator de densidade aplicado ao consumo do mercado liberalizado de BTE e BTN, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, não sendo aplicável o previsto nos n.os 12.º e 13.º da aludida portaria.

Anexo II
Fórmula de cálculo das rendas de concessão por município, a partir de 2009 (inclusive)

$$r^{m}_{n}=r^{m}_{n-1}\times(1+i_{n-1})\times(1+tc^{m}_{n-1}\times p)$$

em que:

n ano de cálculo da renda de concessão.

n-1 ano anterior ao ano de cálculo da renda de concessão.

m índice referente a cada um dos municípios.

r_n^m renda de concessão referente ao município m no ano n.

r_{n-1}^m renda de concessão referente ao município m no ano n-1.

i_{n-1} variação do índice de preços no consumidor, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística referente ao ano n -1.

tc_{n-1}^m taxa de evolução do consumo global de energia elétrica em BT (BTE, BTN e IP) entre o ano n -2 e n -1, referente ao município m.

p ponderador da taxa de consumo, que assume o valor 15%.

Esta fórmula de cálculo aplica-se a todos os municípios excetuando os abrangidos pelo regime transitório até 2012 previsto no artigo 4.º.

Para 2008, para r_{n-1}^m deverão ser usados os valores de referência 2007 calculados nos termos do anexo I.

Tarifa Social de fornecimento de energia elétrica

Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro

Cria, no âmbito da Estratégia Nacional para a Energia 2020, a tarifa social de fornecimento de energia elétrica

No Programa do XVIII Governo Constitucional e na Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, é atribuída especial relevância à construção do mercado interno de energia e à concretização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), tendo em vista impulsionar a liberalização do setor energético nacional, num quadro de proteção dos consumidores.

A garantia de acesso por todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, independentemente de quem o presta, suscita a necessidade de ser assegurado o abastecimento, nomeadamente aos clientes economicamente vulneráveis.

Também a situação de crescente incremento e volatilidade dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da harmonização no âmbito do mercado elétrico justificam o estabelecimento de medidas concretas de proteção destes consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com as orientações europeias, presentes na legislação em vigor e reforçadas com a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade.

Neste contexto, o presente decreto-lei cria a tarifa social aplicável aos clientes de energia elétrica que se encontrem numa situação de carência socioeconómica, optando-se, por um critério de elegibilidade que coincide com as prestações atribuídas pelo sistema de segurança social. Nestes termos, podem pedir a aplicação da tarifa social os beneficiários: i) do complemento solidário para idosos; ii) do rendimento social de inserção; iii) do subsídio social de desemprego; iv) do primeiro escalão do abono de família, e v) da pensão social de invalidez.

Estes clientes podem dirigir-se aos respetivos comercializadores de energia elétrica para solicitar a aplicação da tarifa social, autorizando os mesmos a verificar junto das instituições de segurança social competentes se o cliente é beneficiário de alguma das prestações sociais previstas no presente decreto-lei para efeitos de aplicação da tarifa social. Transitoriamente, até 30 de junho de 2011, os pedidos apresentados junto dos comercializadores de energia elétrica devem ser acompanhados de declaração emitida pela instituição de segurança social competente, atestando que o cliente é beneficiário de alguma das prestações sociais previstas no presente decreto-lei.

A existência de uma tarifa social protege os interesses das famílias e outros grupos de consumidores economicamente mais vulneráveis através de um modelo tarifário que lhes garanta uma situação de tendencial estabilidade tarifária, nomeadamente mediante a utilização de descontos.

Para o ano de 2011, o aumento anual de tarifa para os beneficiários da tarifa social não será superior a 1% por referência à tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão normal dos comercializadores de último recurso aplicada em 2010.

O financiamento deste desconto é assegurado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, nomeadamente os beneficiários de incentivos relacionados com a garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, publicada ao abrigo do artigo

33.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

Foram ouvidos os órgãos de Governo próprio das Regiões Autónomas, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e a Comissão Nacional de Proteção de Dados.

Foi promovida a audição do Conselho Nacional do Consumo.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto

O presente decreto-lei tem como objeto a criação da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis.

Artigo 2.º
Clientes finais elegíveis

1 - Para efeitos do disposto no presente decreto-lei, consideram-se elegíveis os clientes finais economicamente vulneráveis, ou seja, as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, são considerados clientes finais economicamente vulneráveis os que se encontram nas seguintes situações:

a) Os beneficiários do complemento solidário para idosos;

b) Os beneficiários do rendimento social de inserção;

c) Os beneficiários do subsídio social de desemprego;

d) Os beneficiários do abono de família;

e) Os beneficiários da pensão social de invalidez.

f) Os beneficiários da pensão social de velhice.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 são ainda considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

4 - Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5.808, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufira qualquer rendimento, até um máximo de 10.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, considera-se agregado familiar, em cada ano, o conjunto de pessoas constituído pelo cliente final e os dependentes a seu cargo nos termos definidos no Código do IRS.

6 - O apuramento do rendimento máximo anual é feito nos termos do n.º 2 do artigo 3.º da Portaria n.º 311-D/2011, de 27 de dezembro.

7 - O rendimento anual máximo é anualmente revisto, com vista à sua adequação à situação vigente no setor elétrico.

8 - [Revogado].

9 - [Revogado].

10 - [Revogado].

11 - [Revogado].

Alterações

Alterado pelo Artigo 199.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com produção de efeitos a partir de 1 de julho de 2016

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Artigo 2.º-A
Monitorização

1 - A Direção-Geral de Energia e Geologia, em articulação com as entidades da Segurança Social e a Autoridade Tributária e Aduaneira, elabora um relatório, dirigido ao membro do Governo responsável pela área da energia e com periodicidade anual, com indicação do número de clientes finais que beneficiam da tarifa social.

2 - [Revogado].

Alterações

Alterado pelo Artigo 199.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com produção de efeitos a partir de 1 de julho de 2016

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Capítulo II
Fixação e financiamento da tarifa social

Artigo 3.º
Fixação da tarifa social

1 - A tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos a definir no Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico.

2 - O valor do desconto referido no número anterior é determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

3 - [Revogado].

4 - O despacho previsto no número anterior é publicado até 20 de setembro de cada ano, para que possa produzir efeitos no cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano seguinte.

5 - [Revogado].

Alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Artigo 4.º
Financiamento

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, enquanto operador do sistema, sendo permitida a

compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários aos titulares de centros electroprodutores, nomeadamente dos incentivos relativos à garantia de potência, concedidos nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto.

3 - O cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos titulares dos centros electroprodutores, bem como a sua imputação aos operadores intervenientes na cadeia de valor do setor elétrico até à atribuição da tarifa social pelo operador da rede de distribuição são determinados de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico.

4 - Para efeitos do disposto no presente artigo, entende-se por titulares de centros eletroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

Alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Capítulo III
Atribuição e aplicação da tarifa social

Artigo 5.º
Condições de atribuição

1 - Os clientes finais economicamente vulneráveis que podem beneficiar da tarifa social devem reunir cumulativamente as seguintes condições:

a) Serem titulares de contrato de fornecimento de energia elétrica;

b) O consumo de energia elétrica destinar-se exclusivamente a uso doméstico, em habitação permanente;

c) As instalações serem alimentadas em baixa tensão normal com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA.

2 - Cada cliente final economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

3 - Na atribuição da tarifa social devem ser assegurados os princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação.

Alterações

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Artigo 6.º
Processamento

1 - A Direção-Geral de Energia e Geologia promove a fixação do número de clientes finais que beneficiam da tarifa social, nos termos de protocolo a definir pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, da segurança social e da energia.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, devem os comercializadores de energia elétrica remeter para a Direção-Geral de Energia e Geologia a informação necessária à identificação dos titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica.

3 - O tratamento de dados pessoais previsto nos números anteriores carece de parecer prévio da Comissão Nacional de Proteção de Dados.

4 - Identificados os potenciais beneficiários, é remetida informação individual a cada beneficiário com a advertência de que, querendo, deve opor-se à atribuição da tarifa social no prazo de 30 dias, sob pena de a mesma ser automaticamente atribuída.

5 - A manutenção da tarifa social depende da confirmação, por parte da Direção-Geral de Energia e Geologia, em setembro de cada ano, da condição de cliente final economicamente vulnerável, nos termos do artigo 2.º.

6 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, pode o beneficiário requerer junto das instituições de segurança social competentes e da Autoridade Tributária e Aduaneira um comprovativo da sua condição de beneficiário e apresentá-lo junto do comercializador de energia elétrica.

7 - O beneficiário que deixe de reunir os requisitos de atribuição da tarifa social deve comunicá-lo às instituições de segurança social competentes no prazo de 30 dias.

Nota: Portaria n.º 178-B/2016, de 1 de julho: Estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis

Alterações

Alterado pelo Artigo 199.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com produção de efeitos a partir de 1 de julho de 2016

Alterado pelo Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2014 - Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Artigo 7.º
Aplicação

1 - A aplicação da tarifa social aos clientes finais economicamente vulneráveis é da responsabilidade dos comercializadores que com eles tenham celebrado contrato de fornecimento de energia elétrica.

2 - O desconto inerente à tarifa social deve ser identificado de forma clara e visível nas faturas enviadas pelos comercializadores aos clientes que beneficiem do respetivo regime.

Artigo 8.º
Divulgação de informação

Os comercializadores de energia elétrica devem promover a divulgação de informação sobre a existência da tarifa social e a sua aplicação aos clientes finais economicamente vulneráveis, através dos meios considerados adequados ao seu efetivo conhecimento, designadamente nas suas páginas na Internet e em documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes.

Artigo 8.º-A
Regime sancionatório

1 - Sem prejuízo da responsabilidade criminal a que possa haver lugar nos termos da lei, a prestação de falsas declarações pelo cliente final ao comercializador relativas aos critérios de elegibilidade previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 2.º e que visem a aplicação da tarifa social em benefício daquele, constitui contraordenação punível com coima até ao montante máximo de (euro) 2 500,00.

2 - A negligência é punível, reduzindo-se para metade do montante máximo previsto no número anterior.

3 - A tentativa é punível com a coima aplicável à contraordenação consumada especialmente atenuada.

4 - Os processos de contraordenação previstos no presente decreto-lei são instruídos pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), cabendo ao diretor-geral da DGEG a aplicação das coimas.

5 - O produto da aplicação das coimas reverte a favor das seguintes entidades:

a) 60% para o Estado;

b) 40% para a DGEG.

6 - Às contraordenações previstas no presente decreto-lei é subsidiariamente aplicável o regime geral do ilícito de mera ordenação social, constante do Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 356/89, de 17 de outubro, 244/95, de 14 de setembro, e 323/2001, de 17 de dezembro, e pela Lei n.º 109/2001, de 24 de dezembro.

Alterações

Aditado pelo Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 172/2014- Diário da República n.º 221/2014, Série I de 2014-11-14, em vigor a partir de 2014-11-15

Capítulo IV
Disposições finais e transitórias

Artigo 9.º
Regulamentação

A portaria prevista no n.º 4 artigo 6.º deve ser publicada no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 10.º
Variação da tarifa social para 2011

[Revogado].

Alterações

Revogado pelo Artigo 199.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março

Artigo 11.º
Revisão do regime da tarifa social

A caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser revista em 2013 e, posteriormente, nos últimos seis meses de cada período subsequente de quatro anos, com vista à sua adequação à situação então vigente no setor elétrico.

Artigo 12.º
Aplicação às Regiões Autónomas

1 - O desconto previsto no artigo 3.º aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e do Regulamento Tarifário, sem prejuízo dos atos e dos procedimentos necessários à sua execução competirem às entidades das respetivas administrações regionais com atribuições e competências nas matérias em causa.

2 - O regime de financiamento da tarifa social estabelecido pelo presente decreto-lei não se aplica aos produtores de eletricidade das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 13.º
Regime transitório

[Revogado].

Alterações

Revogado pelo Artigo 199.º da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março

Artigo 14.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Mudança de comercializador

Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março

Aprova o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador de eletricidade e gás

A Estratégia Nacional para a Energia estabelece a liberalização dos mercados da eletricidade e do gás natural como um objetivo de política energética nacional, assente em mercados livres e concorrenciais onde todos os consumidores podem proceder à livre escolha de comercializadores baseados em procedimentos transparentes e céleres.

Considerando que a abertura daqueles mercados só se efetivará quando os consumidores finais, em particular os domésticos e os de pequenos serviços, tiverem a possibilidade de escolher e mudar de comercializador, previu-se, no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a atividade de operação logística de mudança de comercializador e a constituição de um operador logístico para o efeito.

A criação do operador logístico de mudança de comercializador constitui um objetivo já preconizado nos Decretos-Leis n.os 29/2006 e 30/2006, ambos de 15 de fevereiro, que importa concretizar, nomeadamente, tal como já previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, onde se determina que o operador logístico de mudança de comercializador deve ser comum para o SEN e para o SNGN.

Por determinação provisória da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a atividade tem vindo a ser, transitoriamente, assegurada pelo operador da rede de distribuição de eletricidade, em média e alta tensão, e pelo operador da rede nacional de transporte de gás natural, sem que tenha sido aprovada a legislação complementar para o efeito.

O operador logístico, para além da atividade de gestão de mudança de comercializador, pode vir a desempenhar ainda as funções de leitura e de recolha dos dados de consumo, exercidas até agora pelos próprios fornecedores, podendo incluir a gestão dos equipamentos de medida, a recolha de informação local ou à distância e o fornecimento de informação sobre os agentes do mercado, prevendo-se de igual modo um dever de colaboração por parte dos intervenientes no SEN e no SNGN.

A operação de mudança de comercializador é atribuída a uma única entidade que deve observar os princípios da transparência, da objetividade e da não discriminação, assim como seguir um procedimento simples, célere e eficaz que seja apelativo, respeitando as regras de defesa e promoção da concorrência e de proteção do consumidor, sem, contudo, afetar os direitos do comercializador anterior decorrentes da lei ou de contrato válido.

No contexto de um mercado liberalizado deve ser, por um lado, simplificado o processo de mudança de fornecedor e, por outro, devem ser disponibilizadas aos consumidores, aos comercializadores, aos operadores de rede e aos operadores de mercado informações claras e comparáveis sobre consumos, tarifas, termos e condições dos contratos.

A autonomização desta atividade no âmbito dos mercados da eletricidade e do gás natural, para além de visar a salvaguarda da independência da entidade responsável por uma tarefa essencial para a efetiva liberalização do mercado, pretende também facilitar a tarefa da regulação, contribuir para a proteção dos consumidores e promover a eficiência energética, objetivo prioritário da política energética, europeia e nacional.

A operação logística de mudança de comercializador deve, assim, ser assegurada por uma entidade absolutamente independente, no plano jurídico-organizativo e no respetivo processo de análise e tomada de decisões, dos intervenientes na operação de produção, comercialização e distribuição de energia, importando garantir a operacionalidade, a imparcialidade, a transparência, a eficiência e a eficácia dos procedimentos associados a esta atividade.

Para o efeito, o operador logístico deverá dispor dos recursos, competências e da estrutura organizativa necessários à sua atividade, que se encontra sujeita à regulação da ERSE.

Foi ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foi promovida a audição do Conselho Nacional do Consumo.

Assim:

No desenvolvimento do regime jurídico estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, alterado pelos Decretos-Leis n.os 74/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 230/2012, de 26 de outubro, do regime jurídico estabelecido pelo artigo 172.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, e nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto

O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Artigo 2.º
Entidade incumbida do exercício da atividade de operador logístico de mudança de comercializador

Fica a Agência para a Energia (ADENE), criada pelo Decreto-Lei n.º 223/2000, de 9 de setembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 47/2015, de 9 de abril, incumbida de exercer a atividade de OLMC.

Artigo 3.º
Atividade de operador logístico de mudança de comercializador

1 - A atividade de OLMC é exercida por uma única entidade, adiante designada por Operador Logístico de Mudança de Comercializador ou OLMC, com a incumbência de garantir que a mudança de comercializador de eletricidade e gás natural pelo consumidor final seja efetuada de forma célere, baseada em regras e procedimentos simples, transparentes, padronizados e desmaterializados, assim como assegurar a efetivação do direito à informação dos consumidores.

2 - A atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural, disponibilizando aos consumidores finais o acesso fácil à informação a que têm direito, destacando-se, nomeadamente, as seguintes funções:

a) Operacionalização das mudanças de comercializador nos mercados de eletricidade e de gás natural;

b) Gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e prestação de informação;

c) Prestação de informação personalizada aos consumidores de energia, nomeadamente nos seguintes âmbitos:

   i) Procedimento para a contratação de um serviço de fornecimento de gás e/ou de eletricidade;

   ii) Tarifas adequadas a cada perfil de consumo, determinadas com base na informação detida por este operador e a pedido do consumidor;

   iii) Tarifa(s) social(ais) existente(s) e aplicáveis;

   iv) Informação sobre procedimentos e prazos para os restabelecimentos de ligações;

   v) Informações sobre utilização eficiente da energia, destinados a promover a eficiência energética e a utilização racional dos recursos;

   vi) Outras informações relevantes para o consumidor de eletricidade e gás natural;

d) Elaboração de relatórios semestrais relativos aos processos de mudança de comercializador, incluindo a análise e avaliação do nível da qualidade de serviço de mudança de comercializador e transmissão e divulgação dos resultados;

e) Recolha, armazenamento, tratamento e validação dos dados de consumo de eletricidade e gás natural e gestão da plataforma informática para este efeito;

f) Transmissão dos elementos de informação necessários aos intervenientes nos SEN e SNGN, incluindo aos comercializadores sempre que solicitado e justificada a necessidade de transmissão dos mesmos.

3 - O tratamento de dados pessoais relativos ao consumidor final, bem como a sua disponibilização aos demais operadores do setor, apenas é possível mediante a prévia e inequívoca autorização do respetivo titular.

4 - A atividade de OLMC pode incluir outras atividades que visem reforçar a concorrência e desenvolvimento do mercado, a transparência, a eficácia e a confiança dos diversos intervenientes no mercado e dos consumidores, sendo estas definidas pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 4.º
Princípios gerais

1 - O exercício da atividade de OLMC deve processar-se com observância dos princípios gerais da atividade administrativa, nomeadamente os princípios da utilização racional dos recursos, das regras de mercado, da livre concorrência e das obrigações de serviço público e de proteção dos consumidores, de acordo com a legislação em vigor.

2 - Os agentes e trabalhadores que assegurem a atividade de OLMC estão sujeitos às garantias de imparcialidade e incompatibilidades aplicáveis aos trabalhadores da Administração Pública.

3 - A entidade incumbida do exercício do OLMC deve elaborar um Plano de Prevenção de Riscos de Corrupção e Infrações Conexas, bem como dispor de mecanismos de acompanhamento e de gestão e conflitos de interesse devidamente publicitados, sendo para o efeito aplicável o disposto na Lei n.º 54/2008, de 4 de setembro.

Capítulo II
Regulação e remuneração

Artigo 5.º
Regulação

A atividade de OLMC está sujeita à regulação pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições.

Artigo 6.º
Financiamento da atividade de operador logístico de mudança de comercializador

1 - O financiamento da atividade de OLMC é assegurado por:

a) Aplicação de receitas próprias da ADENE;

b) Taxa paga pelo comercializador cessionário, fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

c) Tarifas de eletricidade e de gás natural, desde que não constituam um agravamento de custos para os respetivos clientes finais.

2 - A remuneração dos serviços prestados pelo OLMC é homologada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta apresentada pela ADENE, até 15 de setembro do ano anterior a que se reporta e após consulta à ERSE.

Capítulo III
Mudança de comercializador

Artigo 7.º
Regime

1 - Cabe ao consumidor final a escolha do comercializador para cada instalação de consumo de eletricidade ou de gás natural, seja através da contratação em mercado organizado, seja através de contrato bilateral, nos termos da legislação aplicável.

2 - Devem admitir-se diversas possibilidades de contratação, escrita e eletrónica, sempre com a salvaguarda da confirmação do consumidor, prévia à efetiva mudança de comercializador, nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, alterado pela Lei n.º 47/2014, de 28 de julho.

3 - Compete ao OLMC a verificação prevista no número anterior e a garantia em todos os casos da celeridade e transparência na mudança comercializador.

4 - Cabe aos operadores do SEN e SNGN a comunicação de questões relevantes sobre a elegibilidade do consumidor final competindo ao OLMC a verificação e a pronúncia sobre a elegibilidade do consumidor final com base na aferição no cumprimento do contrato em curso com o comercializador que deseja substituir.

5 - A prestação dos serviços de mudança de comercializador é gratuita para o consumidor.

Artigo 8.º
Procedimentos

1 - Compete à ERSE elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação.

2 - Os documentos referidos no número anterior são aprovados no prazo de 60 dias após a publicação do presente diploma e disponibilizados no sítio da Internet do OLMC.

Artigo 9.º
Atendimento

A entidade incumbida do OLMC deve garantir o atendimento telefónico e digital dos seus serviços, através da Internet, sem prejuízo do atendimento digital assistido, através da Rede Espaços do Cidadão, nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2014, de 13 de maio.

Artigo 10.º
Auditoria

1 - Os procedimentos de mudança de comercializador praticados pelos operadores do SEN e SNGN devem ser objeto de auditoria a realizar por entidades independentes com a periodicidade de, pelo menos, dois anos, ou sempre que a entidade incumbida do OLMC ou a ERSE o solicitem fundamentadamente.

2 - Os relatórios das auditorias devem ser publicados no sítio na Internet do OLMC.

Capítulo IV
Disposições finais

Artigo 11.º
Deveres dos titulares provisórios das atribuições do operador logístico de mudança de comercializador

Os titulares provisórios das respetivas atribuições de gestor de processo de mudança de comercializador na eletricidade e no gás natural devem, no prazo de 60 dias a contar da respetiva solicitação:

a) Transferir para o OLMC a titularidade dos sistemas de informação de suporte imputados ao desenvolvimento da atividade de mudança de comercializador, nos termos e condições aprovadas pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;

b) Entregar ao OLMC, a título gratuito, os dados recolhidos e armazenados, incluindo os dados pessoais dos consumidores, relativos às atividades que vinham desempenhando enquanto gestoras da mudança de fornecedor;

c) Informar o OLMC do perfil e identificação dos trabalhadores que se encontrem afetos às atividades de gestão dos processos de mudança de fornecedores e autorizar cedência daqueles que forem solicitados pelo OLMC, desde que o trabalhador dê o seu consentimento.

Artigo 12.º
Norma revogatória

São revogados:

a) O artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro;

b) O artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março.

Artigo 13.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Procedimentos de concurso público para atribuição de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão

Lei n.º 31/2017, de 31 de maio

Aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão.

A Assembleia da República decreta, nos termos da alínea c) do artigo 161.º da Constituição, o seguinte:

Artigo 1.º
Objeto e âmbito

A presente lei aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para a atribuição, por contrato administrativo, de concessões destinadas ao exercício, em exclusivo, da atividade de exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), no território continental português.

Artigo 2.º
Princípios gerais

A concessão municipal para a distribuição de eletricidade em BT e o respetivo procedimento de concurso público obedecem aos seguintes princípios:

a) Salvaguarda da neutralidade financeira para os consumidores de eletricidade e para o Orçamento do Estado;

b) Promoção da eficiência económica e das condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão, salvaguardando a qualidade e abrangência do serviço público atualmente prestado como mínimo a assegurar;

c) Promoção da coesão territorial quanto à sustentabilidade das concessões e ao nível de qualidade do serviço prestado;

d) Salvaguarda da uniformidade tarifária no país;

e) Nivelamento das condições estruturais de desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica, nomeadamente em termos de custos e de incremento dos padrões de qualidade do fornecimento do serviço público;

f) Promoção da gestão de energia e da eficiência energética pelos municípios, sem que esse esforço envolva prejuízo na justa remuneração devida aos municípios como concedentes;

g) Garantia de inexistência de custos acrescidos a repercutir nos consumidores, designadamente através das tarifas de uso de redes, ou em custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, decorrentes da aplicação e adoção do novo modelo concursal;

h) Defesa da estabilidade do emprego, com a salvaguarda dos postos de trabalho e dos direitos dos trabalhadores afetos às concessões, nomeadamente em situações de transmissão ou cessação da concessão, bem como a exigência do cumprimento da legislação laboral, incluindo no que respeita aos vínculos efetivos e à contratação coletiva atualmente em vigor.

Artigo 3.º
Remuneração da concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão

1 - A concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em BT atribuída nos termos da presente lei e demais legislação aplicável é remunerada mediante o pagamento, pela concessionária, de uma renda anual, inserida nas tarifas de uso das redes de distribuição em BT.

2 - O cálculo da renda anual é feito nos termos do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e observa os princípios da uniformidade tarifária e da equalização da rentabilidade das concessões.

3 - Os demais encargos assumidos pelos concessionários no âmbito dos contratos de concessão não são reconhecidos ou refletidos nas tarifas reguladas aprovadas pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE).

Artigo 4.º
Lançamento sincronizado dos procedimentos

1 - Com vista a assegurar os princípios de eficiência económica e de neutralidade financeira para os consumidores e para o Orçamento do Estado, os procedimentos concursais para atribuição de concessões municipais da atividade de distribuição de energia elétrica em BT no território continental português são lançados de forma sincronizada, abrangendo todos os municípios ou entidades intermunicipais que não tiverem optado pela gestão direta daquela atividade.

2 - Os procedimentos de concurso público para a atribuição das concessões são lançados em 2019, através de publicação simultânea dos respetivos anúncios e avisos nos termos do Código dos Contratos Públicos e da definição, nas peças procedimentais, de datas coincidentes para apresentação de propostas.

3 - Cada procedimento concursal tem uma área territorial, delimitada nos termos previstos na presente lei.

4 - Os municípios e entidades intermunicipais integrantes da área territorial de cada procedimento constituem um agrupamento de entidades adjudicantes, nos termos do artigo 39.º do Código dos Contratos Públicos.

5 - As decisões de contratar e de adjudicar são tomadas pelos municípios ou pelas entidades intermunicipais, simples ou agrupadas, da área territorial adstrita ao procedimento concursal específico, através dos respetivos órgãos competentes.

6 - Sem prejuízo do lançamento e tramitação sincronizados, cada procedimento concursal dá origem à celebração de tantos contratos de concessão quantos os municípios ou entidades intermunicipais, simples ou agrupadas, da área territorial adstrita ao procedimento específico.

Artigo 5.º
Delimitação das áreas territoriais dos procedimentos a lançar

1 - A definição da área abrangida por cada procedimento observa o princípio da coerência territorial, sendo preferencialmente utilizada a delimitação territorial das entidades intermunicipais, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente.

2 - A definição da área territorial é decidida pelos órgãos competentes dos municípios ou entidades intermunicipais, sob proposta da ERSE, com base em estudos técnicos e económicos.

3 - A definição de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e económicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo

regulador, se necessário acompanhados da estipulação, nas peças procedimentais, de condições contratuais adequadas para os contratos a celebrar.

4 - O disposto no número anterior é aplicável à eventual intenção, por parte de qualquer município, de não se integrar no processo de lançamento sincronizado dos procedimentos concursais, cabendo ao referido município, nesse caso, demonstrar que a sua opção não resulta em perdas globais de eficiência, equidade e coesão territorial, face ao cenário proposto pelo regulador.

Artigo 6.º
Peças procedimentais

1 - O programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da economia, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), a ERSE e as entidades intermunicipais.

2 - As peças dos procedimentos de adjudicação devem especificar todos os aspetos da execução dos contratos de concessão a celebrar com o adjudicatário, por cada município, entidade intermunicipal ou conjunto de entidades intermunicipais que sejam submetidos à concorrência pelo caderno de encargos.

3 - A definição dos aspetos submetidos à concorrência, dos parâmetros base e dos aspetos não submetidos à concorrência do contrato a celebrar assegura a prossecução equitativa dos interesses da população de cada município ou entidade intermunicipal simples ou agrupadas.

4 - As peças procedimentais de cada procedimento em concreto são aprovadas por todas as entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes.

Artigo 7.º
Programa de ações e estudos a desenvolver

Para assegurar o cumprimento atempado do disposto na presente lei, no prazo de seis meses contados a partir da sua entrada em vigor, é aprovado por resolução do Conselho de Ministros um programa das ações e dos estudos a desenvolver pela ERSE em estreita articulação com a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e a ANMP e, bem assim, dos diversos atos a aprovar, o qual indica, também, os prazos de realização e as entidades responsáveis pela execução de cada ação.

Artigo 8.º
Disposição final

Para assegurar o objetivo do lançamento conjunto e sincronizado dos concursos públicos, na data indicada no artigo 4.º, os municípios ou entidades intermunicipais cujos atuais contratos de concessão atinjam o seu termo antes da referida data, e que não optem pela gestão direta, devem celebrar, a título excecional e sem outras formalidades, um acordo escrito com as respetivas contrapartes no contrato de concessão e estipular uma extensão dos prazos de duração das respetivas concessões até à entrada em vigor dos novos contratos de concessão.

Regime das instalações elétricas particulares

Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto

Estabelece o regime das instalações elétricas particulares

O XXI Governo elegeu como prioridade o relançamento do Programa SIMPLEX, tendo em vista reduzir o tempo e o custo do investimento, eliminando as situações de burocracia injustificada e geradora de consumos de tempo e dinheiro que prejudicam o investimento e os cidadãos.

A classificação das instalações elétricas e as normas relativas ao controlo prévio e às atividades desenvolvidas, designadamente, em matéria de projeto, execução, exploração e manutenção estão estabelecidas no denominado Regulamento de Licenças das Instalações Elétricas (RLIE), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26 852, de 30 de julho de 1936, alterado pelos Decretos-Leis n.os 446/76, de 5 de junho, 517/80, de 31 de outubro, 131/87, de 17 de março, 272/92, de 3 de dezembro, e 4/93, de 8 de janeiro, e pela Lei n.º 30/2006, de 11 de julho, e pelo Decreto-Lei n.º 101/2007, de 2 de abril.

As sucessivas reformas da legislação do setor elétrico foram esvaziando o âmbito de aplicação deste diploma de 1936, substituído por último, e em grande parte, pelo regime jurídico da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, emergente da transposição das sucessivas diretivas do mercado interno da eletricidade.

Permaneceu, porém, sujeito à disciplina do RLIE um grupo importante de instalações elétricas de serviço particular, maioritariamente as instalações alimentadas pela rede elétrica de serviço público, em média, alta e muito alta tensão e em baixa tensão, ou de utilização, bem como as instalações com produção própria, desde que temporária ou itinerante, ou ainda, quando não integrem centros eletroprodutores dotados de regime próprio, as instalações de produção para socorro ou segurança, cuja disciplina se impõe ser modernizada.

Esta necessidade tornou-se incontornável com a publicação da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, que veio estabelecer os requisitos de acesso e exercício da atividade das entidades e profissionais responsáveis pelas instalações elétricas, conformando-os com a disciplina da Lei n.º 9/2009, de 4 de março, e do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, que transpuseram as Diretivas n.os 2005/36/CE, de 7 de setembro, relativa ao reconhecimento das qualificações profissionais, e 2006/123/CE, de 12 de dezembro, relativa aos serviços no mercado interno.

A Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, veio, pois, no respeitante às instalações elétricas de serviço particular, regular requisitos de acesso e exercício de atividade dos técnicos responsáveis pelas referidas instalações e a constituição de entidades inspetoras, incumbindo-os da elaboração de projetos e a sua execução, e a inspeção e acompanhamento da exploração, respetivamente.

Neste contexto normativo, o presente decreto-lei procede à classificação das instalações elétricas em três tipos - A, B, e C -, definindo, em seguida procedimentos simples e desmaterializados destinados a regular a atividade dos referidos profissionais. Tal atividade culmina sempre com a emissão de declarações de responsabilidade ou conformidade do serviço prestado, seja o projeto, a execução da instalação ou a sua inspeção final, para entrada em exploração.

Porém, as instalações elétricas de maior complexidade ou maior potência, dos tipos A (com potência acima de 100 kVA) e B estão sujeitas a certificado de exploração a emitir pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) para entrada em exploração.

As declarações ou termos de responsabilidade pelo projeto e pela execução ou, consoante o tipo de instalação, as declarações de inspeção que atestem a sua conformidade, emitidos pelos profissionais habilitados para o efeito, ou os certificados de exploração emitidos pela DGEG, constituem título bastante para a entrada em exploração e para efeitos dos procedimentos municipais relativos à realização de obras ou utilização de edifícios, regidos pelo Regime Jurídico da Urbanização e Edificação, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 136/2014, de 9 de setembro, e posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 214-G/2015, de 2 de outubro (RJUE). Ao mesmo tempo, no intuito de preservar a segurança de pessoas, bens e animais, este decreto-lei mantém, no essencial, obrigação de realização de inspeções periódicas a instalações elétricas não sujeitas a acompanhamento por técnico responsável pela exploração, que hoje já estavam sujeitas a esta obrigação, mas eleva para cinco anos a periodicidade da inspeção.

Nos casos de instalações não sujeitas a inspeção periódica, caberá ao seu titular ou explorador velar pela sua manutenção e adequado funcionamento em condições de segurança.

Em execução de medidas SIMPLEX+, o presente decreto-lei elimina a formalidade da aprovação do projeto e as taxas administrativas associadas a esta formalidade.

Este esforço de simplificação vai ainda mais longe, reduzindo-se o número de casos sujeitos à elaboração de projeto, ainda que, por exigência do RJUE, para estes casos se mantenha a necessidade de uma ficha eletrotécnica, havendo de qualquer modo, economias de custo e tempo para o interessado.

Em execução da Lei n.º 14/2015 de 16 fevereiro, o modelo de organização e funcionamento assenta no controlo prévio e no acompanhamento da aplicação da disciplina do acesso e exercício das atividades, com enfoque nas componentes administrativa e técnica, que estão cometidos à DGEG, a qual deverá criar e gerir uma plataforma informática que auxilie a gestão eficaz do sistema.

O presente decreto-lei complementa ainda o modelo exposto com a sujeição das atividades à supervisão de mercado e regulação da qualidade de serviço pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, de modo a contribuir para a transparência de preços e a elevação dos níveis de qualidade dos serviços.

Foi ouvida a Ordem Profissional dos Engenheiros.

Foi promovida a audição dos órgãos de governo próprios das Regiões Autónomas, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, do Conselho Nacional do Consumo e da Ordem Profissional dos Engenheiros Técnicos.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto e âmbito de aplicação

O presente decreto-lei estabelece a disciplina das instalações elétricas de serviço particular alimentadas pela rede elétrica de serviço público (RESP) em média, alta, ou em baixa tensão, e das instalações com produção própria, de caráter temporário ou itinerante, de segurança ou de socorro, e define o sistema de controlo, supervisão e regulação das atividades a elas associadas.

Artigo 2.º
Definições

Para os efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «Comercializador», a entidade titular do registo para a comercialização de eletricidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade;

b) «Declaração de conformidade da execução», declaração de compromisso da entidade instaladora de que a execução está conforme com as normas legais, regulamentares e técnicas aplicáveis;

c) «Entidade exploradora», a entidade que detém a exploração da instalação elétrica e celebra o contrato de energia elétrica com um comercializador de eletricidade;

d) «Entidade Inspetora de Instalações Elétricas de serviço particular (EIIEL)», a entidade responsável pela atividade de inspeção, reconhecida nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro;

e) «Entidade Instaladora de Instalações Elétricas de Serviço Particular (EI)», a pessoa coletiva ou empresário em nome individual que exerça legalmente a atividade de construção em território nacional, ao abrigo do respetivo regime jurídico e sob controlo e supervisão do IMPIC - Instituto dos Mercados Públicos do Imobiliário e da Construção, registada nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro;

f) «Ficha Eletrotécnica», a ficha que identifica e descreve as principais características da instalação elétrica para efeitos de ligação à RESP;

g) «Instalação elétrica de carácter temporário» a instalação elétrica prevista no presente decreto-lei destinada a estar em serviço durante o tempo mínimo necessário para cumprir o objetivo para que foi executada, o qual não deverá exceder o máximo de 2 anos;

h) «Operador da rede de distribuição (ORD)» a pessoa singular ou coletiva que exerce a atividade de distribuição e é responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, pela exploração e pela manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, pelas suas ligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo;

i) «Projetista», o profissional habilitado nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, responsável pelo projeto da instalação elétrica;

j) 'Projeto da instalação elétrica', o conjunto de peças escritas e desenhadas e outros elementos de uma instalação elétrica necessários para a verificação das disposições regulamentares de segurança aplicáveis na vistoria ou inspeção, sua execução e correta exploração;

k) [Revogada].

l) «Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)», o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a Rede Nacional de Transporte (RNT), a Rede Nacional de Distribuição em alta tensão (RND-MT/AT) e a Rede Nacional de Distribuição em baixa tensão (RND-BT);

m) «Serviço particular» todas as instalações elétricas não incluídas nas instalações de serviço público que integram a RESP;

n) «Serviço público», instalações elétricas que integram a RESP;

o) «Sistema de Registo de Instalações Elétricas de Serviço Particular (SRIESP)», Sistema operacionalizado através de plataforma eletrónica destinada ao registo, controlo das atividades de projeto, execução, exploração, inspeção das instalações elétricas dos tipos A, B e C e da exploração das instalações elétricas de serviço particular;

p) «Técnicos responsáveis das instalações elétricas», as pessoas singulares que assumem a responsabilidade pelo projeto, pela execução ou pela exploração das instalações elétricas, nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro;

q) «Termo de responsabilidade», declaração de compromisso do técnico responsável pelo projeto, pela execução ou pela exploração da instalação elétrica de que esta está conforme com as normas legais, regulamentares e técnicas aplicáveis.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Artigo 3.º
Classificação das instalações elétricas

As instalações elétricas de serviço particular, não sujeitas a regime legal específico, classificam-se, para efeitos do presente decreto-lei, como:

a) Tipo A - Instalações com produção própria, de caráter temporário ou itinerante, de segurança ou socorro, quando não integrem centros electroprodutores sujeitos a controlo prévio ao abrigo de regimes jurídicos próprios;

b) Tipo B - Instalações que sejam alimentadas pela RESP em média, alta ou muito alta tensão;

c) Tipo C - Instalações que sejam alimentadas pela RESP em baixa tensão.

Artigo 4.º
Ligação à Rede Elétrica de Serviço Público e entrada em exploração

1 - A instalação elétrica só pode ser ligada à RESP ou entrar em exploração após obtenção de uma das seguintes declarações ou certificados, consoante o tipo de instalação a que respeitam:

a) Certificado de exploração emitido pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), no caso de instalações elétricas do tipo A com potência superior a 100 kVA, e de instalações do tipo B;

b) Declaração de conformidade da execução ou termo de responsabilidade pela execução, subscritos por uma EI ou técnico responsável pela execução, nos seguintes casos:

   i) Instalações elétricas de tipo A com potência igual ou inferior a 100 kVA, desde que estejam equipadas com dispositivos sensíveis à corrente residual diferencial de alta sensibilidade e integrados nos grupos geradores;

   ii) Instalações elétricas do tipo C, quando de carácter temporário, ou em locais residenciais, neste caso desde que a potência da instalação seja igual ou inferior a 6,90 kVA;

c) Declaração de inspeção, emitido por uma EIIEL, nos termos do artigo 8.º, no caso de instalações elétricas de tipo A e do tipo C, não abrangidas pelas alíneas anteriores.

2 - O operador da RESP a que se liga a instalação, sempre que devidamente fundamentado, procede à verificação da conformidade das proteções de ligação à rede e respetivos equipamentos de contagem da eletricidade, como condição para o início do fornecimento de eletricidade.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Capítulo II
Projeto, execução e inspeção de instalações elétricas

Secção I
Projeto de instalações elétricas

Artigo 5.º
Projeto

1 - É obrigatória a existência de projeto elaborado por projetista para efeitos de execução das seguintes instalações elétricas:

a) Instalações elétricas do tipo A com potências superiores a 3,45 kVA, se de segurança ou socorro, ou as que alimentem instalações temporárias, com potências superiores a 41,40 kVA;

b) Instalações elétricas do tipo B;

c) Instalações elétricas do tipo C, situadas em recintos públicos ou privados destinados a espetáculos ou outras diversões com assistência de público;

d) Instalações elétricas situadas em locais sujeitos a risco de explosão, independentemente da sua classificação nos termos do artigo 3.º;

e) Instalações elétricas situadas em parques de campismo e de marinas, independentemente da sua classificação nos termos do artigo 3.º;

f) Instalações elétricas do tipo C, estabelecidas em imóveis, coletivos ou não, cujo somatório das potências a alimentar pela rede seja superior a 10,35 kVA.

2 - Uma vez elaborado o projeto da instalação elétrica mencionada no número anterior, o projetista subscreve e emite um termo de responsabilidade pelo projeto.

3 - Para efeitos do cálculo da potência total instalada referida na alínea f) do n.º 1, não se consideram:

a) Os fatores de simultaneidade definidos nas Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), aprovadas pela Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de setembro, alterada pela Portaria n.º 252/2015, de 19 de agosto, para edifícios de habitação;

b) As potências das instalações alimentadas por ramal próprio, desde que as mesmas não tenham comunicação física com a restante parte do imóvel ou, no caso de existir comunicação, esta seja dotada de portas corta-fogo.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Artigo 6.º
Dispensa da apresentação do projeto

A DGEG pode dispensar a apresentação de projeto de instalações elétricas previstas no artigo anterior quando diretamente associadas a objetivos da defesa e segurança nacional, devendo, nestes casos, serem apresentados os elementos de dimensionamento essenciais para a verificação da proteção das instalações, das pessoas, animais e bens.

Secção II
Execução das instalações elétricas

Artigo 7.º
Execução

1 - A execução de instalações elétricas é realizada por EI ou por técnico responsável pela execução a título individual, tendo em conta o projeto, quando este seja exigível, devendo cumprir as regras técnicas, regulamentares, e de segurança aplicáveis.

2 - Quando, nos termos dos artigos 5.º ou 6.º, não seja exigível projeto a instalação elétrica é executada por EI ou por técnico responsável pela execução a título individual, de acordo com as regras técnicas, regulamentares e de segurança aplicáveis.

3 - Finda a execução da instalação elétrica, a EI ou o técnico responsável pela execução a título individual efetuam os ensaios e as verificações necessários para garantir a segurança e o correto funcionamento das instalações tendo em vista a sua entrada em exploração.

4 - Após a realização dos ensaios e verificações referidos no número anterior, a EI ou o técnico responsável pela execução a título individual subscrevem e emitem declaração de conformidade da execução da instalação elétrica ou o termo de responsabilidade pela execução e a ficha de execução, respetivamente.

5 - O código de acesso à declaração de conformidade ou o termo de responsabilidade pela execução são, de imediato, entregues pela EI ou técnico responsável à entidade exploradora.

Secção III
Inspeção para início de exploração

Artigo 8.º
Inspeção para entrada em exploração

1 - Concluída a execução, as instalações elétricas dos tipos A e C, referidas na alínea c) do n.º 1 do artigo 4.º estão sujeitas a inspeção para entrada em exploração.

2 - A inspeção referida no número anterior é realizada pela EIIEL, devendo contar com a presença dos seguintes técnicos responsáveis por instalações elétricas:

a) A entidade instaladora ou técnico responsável pela execução, acompanhados dos meios técnicos necessários para fazer os ensaios previstos na regulamentação de segurança aplicável;

b) O técnico responsável pela exploração, quando aplicável nos termos do artigo 15.º.

3 - Os técnicos responsáveis mencionados no número anterior podem fazer-se substituir por outro técnico responsável habilitado, desde que mandatado pelo substituído.

Artigo 9.º
Procedimentos de inspeção

1 - A EIIEL procede, durante a inspeção, às seguintes operações de verificação e avaliação:

a) A avaliação da conformidade com os regulamentos e as normas técnicas e de segurança aplicáveis;

b) A verificação do termo de responsabilidade pelo projeto, quando este seja exigível nos termos do artigo 5.º, e da declaração de conformidade ou termo de responsabilidade pela execução da instalação elétrica;

c) A verificação da conformidade da instalação elétrica para ser ligada à RESP e entrar em exploração e avaliação de eventuais deficiências detetadas na instalação;

d) A verificação da existência de autorização dos titulares dos terrenos atravessados pela instalação elétrica, no caso em que esta se implante em área sobre a qual a entidade exploradora não detenha poderes de utilização para o fim pretendido.

2 - Se necessário, a instalação elétrica pode ser ligada e abastecida momentaneamente para testes e ensaios durante a realização da inspeção.

Artigo 10.º
Deficiências da instalação e limitações ao abastecimento de eletricidade

1 - Tendo em conta a gravidade do impacto das anomalias da instalação elétrica sobre a sua aptidão para o início do abastecimento de energia elétrica ou a sua continuidade, em adequadas condições de segurança, classificam-se tais anomalias como deficiências de acordo com a seguinte tipologia:

a) Graves (G); e

b) Não graves (NG).

2 - São deficiências graves as anomalias que constituem perigo grave e imediato para a segurança de pessoas, animais e bens e impedem que se estabeleça o fornecimento de energia elétrica ou obrigam a que o mesmo seja imediatamente interrompido.

3 - São deficiências não graves as anomalias que não constituem perigo grave e iminente, considerando-se:

a) De tipo NG-1 aqueles em que a instalação elétrica apresenta uma anomalia cuja gravidade não impeça o fornecimento ou a interrupção do fornecimento de eletricidade, mas obriga à sua reparação no prazo máximo de 60 dias;

b) De tipo NG-2, aqueles em que a instalação elétrica apresenta uma anomalia cuja correção é aconselhável quando for feita uma intervenção na instalação.

4 - A DGEG elabora e publicita no respetivo sítio da Internet, no prazo de 60 dias após a publicação do presente decreto-lei, uma lista das deficiências cuja existência determina o enquadramento em cada um dos tipos de deficiências mencionados nos números anteriores, tendo em conta os normativos aplicáveis no âmbito do SPQ e as pertinentes regras de segurança.

Artigo 11.º
Declaração de inspeção

1 - Concluída a inspeção, a EIIEL subscreve e emite uma declaração de inspeção.

2 - A declaração de inspeção deve mencionar se a instalação está aprovada, aprovada com deficiências para serem superadas ou reprovada, indicando, neste casos, de forma clara e precisa, o tipo de deficiência que evidencia e as limitações que lhe estão associadas, nos termos do artigo anterior, designadamente e se for o caso, a proibição de ligação ou do fornecimento de energia elétrica.

3 - Quando a declaração de inspeção faça menção à existência de uma deficiência não grave do tipo NG-1, a sua validade é de apenas 60 dias contados da data sua disponibilização nos termos do número seguinte, caducando no final deste prazo.

4 - O código de acesso à declaração de inspeção é, de imediato, entregue pela EIIEL à entidade exploradora.

5 - A menção de deficiências graves ou de deficiências não graves do tipo NG-1 implicam a emissão de nova declaração que não mencione tais deficiências.

Ver todas as alterações

Retificado pelo Declaração de Retificação n.º 33/2017 - Diário da República n.º 194/2017, Série I de 2017-10-09, em vigor a partir de 2018-01-01

Capítulo III
Certificado de exploração

Artigo 12.º
Procedimento para atribuição do certificado de exploração

1 - A entidade exploradora de instalações elétricas previstas na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º deve apresentar na plataforma eletrónica da DGEG um pedido de atribuição do certificado de exploração, acompanhado dos seguintes documentos:

a) Ficha eletrotécnica, quando tenha sido elaborado projeto nos termos do artigo 5.º;

b) Termo de responsabilidade pelo projeto, se aplicável nos termos do artigo 5.º;

c) Declaração de conformidade da execução da instalação elétrica ou termo de responsabilidade pela execução e ficha de execução, emitidos pela EI ou pelo técnico responsável pela execução a título individual;

d) Termo de responsabilidade pela exploração e o relatório de exploração, se aplicável nos termos do artigo 15.º, subscritos pelo técnico responsável pela exploração.

2 - A apresentação dos documentos mencionados no número anterior é substituída pela indicação do respetivo código de acesso, desde que já constem da plataforma eletrónica.

3 - A DGEG verifica a conformidade da instrução do pedido e, caso haja elementos em falta ou deficientes, solicita de imediato a sua apresentação, no prazo máximo de três dias úteis, sob pena de rejeição liminar.

4 - Verificada a conformidade da instrução do pedido, a DGEG promove a cobrança da taxa aplicável, a efetivar em cinco dias úteis.

5 - Paga a taxa, a DGEG procede à vistoria da instalação elétrica, a ser realizada no prazo máximo de 10 dias úteis, a contar da data do pagamento da taxa.

6 - A vistoria culmina com um relatório elaborado e subscrito pelo técnico da DGEG que a realizar.

7 - São aplicáveis à vistoria, as disposições relativas à inspeção constantes do n.º 3 do artigo 8.º, dos artigos 9.º e 10.º e dos n.os 2 e 5 do artigo 11.º.

8 - A vistoria é dispensada se a entidade exploradora apresentar declaração de inspeção subscrita por EIIEL, até ao termo do prazo para pagamento da taxa de vistoria.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Artigo 13.º
Atribuição do certificado de exploração

1 - A DGEG profere decisão no prazo de cinco dias contados do relatório de vistoria ou, quando aplicável, da apresentação da declaração de inspeção.

2 - O pedido é indeferido se o relatório da vistoria reprovar a instalação nos termos do artigo 10.º

3 - Se o relatório da vistoria mencionar deficiências não graves do tipo NG-1, o pedido é deferido mas fica sujeito a prazo de caducidade de 60 dias contados da data da notificação da decisão, durante os quais deve ser comprovada a superação das deficiências.

4 - Deferido o pedido, o certificado de exploração é emitido e disponibilizado à entidade exploradora o código de acesso.

5 - Quando se justifique e não envolva risco para a segurança, podem ser emitidos certificados de exploração parcelares para que a instalação elétrica possa entrar parcialmente em exploração, devendo, quando completa, ser emitido certificado final para abranger a totalidade da instalação caducando automaticamente todos os certificados parciais anteriormente emitidos.

Artigo 14.º
Autorização para exploração provisória

1 - A DGEG pode autorizar a entrada em exploração da instalação elétrica, a título provisório, para a realização de testes ou ensaios, mediante pedido fundamentado da entidade exploradora, tendo em conta as tramitações necessárias para a ligação à RESP.

2 - O pedido referido no número anterior deve estar acompanhado de declaração de conformidade de execução ou termo de responsabilidade pela execução e ficha de execução, referindo que, além de estar concluída, a instalação está em condições de ser ligada à RESP e entrar em exploração para experiências e a título provisório.

3 - O disposto nos números anteriores pode ainda ser aplicado a situações especiais de urgência que não devam aguardar pela conclusão da vistoria e emissão do certificado de exploração, designadamente, quando a instalação em causa esteja ligada a outras instalações de serviço público associadas à realização de projetos de interesse nacional, ou a indústrias de laboração contínua, que envolvam nomeadamente a substituição de transformadores em subestações ou postos de transformação ou outras modificações de instalações elétricas.

4 - Em qualquer caso, a autorização provisória de exploração caduca automaticamente logo que seja atribuído o certificado de exploração, ou, no final do prazo de seis meses contados da data da autorização, consoante o primeiro que ocorrer.

Capítulo IV
Exploração e conservação

Secção I
Exploração

Artigo 15.º
Técnico responsável pela exploração

1 - As seguintes instalações elétricas devem ser acompanhadas por técnico responsável pela exploração, em virtude da complexidade ou risco que apresentam:

a) Instalações do tipo A, de potência superior a 100 kVA;

b) Instalações do tipo B;

c) Instalações do tipo C estabelecidas em locais sujeitos a risco de explosão, de potência a alimentar pela rede superior a 41,4 kVA;

d) Instalações do tipo C nos seguintes estabelecimentos recebendo público, com potência superior a 100 kVA, conforme definidas nas RTIEBT:

i) Estabelecimentos hospitalares e similares da 1.ª à 4.ª categoria;

ii) Parques de estacionamento cobertos, de área bruta total superior a 200 m^2;

iii) Todos os restantes estabelecimentos recebendo público, da 1.ª à 3.ª categoria;

e) Instalações de parques de campismo e marinas, balneários e piscinas públicas, de potência a alimentar pela RESP superior a 41,4 kVA;

f) Instalações de estaleiros de obras do tipo C, ou alimentadas por instalações do tipo A, cuja potência seja superior a 41,4 kVA;

g) Instalações de estabelecimento industriais do tipo C, cuja potência seja superior a 250 kVA;

h) Instalações de estabelecimentos agrícolas e pecuários do tipo C, cuja potência seja igual superior a 250 kVA.

2 - Quando a dimensão ou a complexidade das instalações elétricas o justificar, o acompanhamento da instalação elétrica pode ser feito por mais de um técnico responsável pela exploração.

3 - Nos casos previstos no número anterior, o técnico responsável pela exploração que tiver a seu cargo a parte da instalação dedicada ao fornecimento de eletricidade deve exercer funções de coordenação, sem prejuízo da responsabilidade solidária dos demais técnicos responsáveis pela instalação.

4 - Tratando-se de instalações temporárias ou itinerantes que não careçam de técnico responsável pela exploração, a EI ou o técnico responsável pela execução devem acompanhar a exploração da instalação de modo a garantir a segurança de pessoas, animais e bens.

Artigo 16.º
Obrigações do técnico responsável pela exploração

1 - O técnico responsável pela exploração está sujeito às seguintes obrigações:

a) Registar na plataforma eletrónica do SRIESP o respetivo termo de responsabilidade e o relatório de exploração das instalações elétricas pelas quais é responsável, bem como as alterações que venham a ocorrer, designadamente a data da cessação de funções;

b) Inspecionar as instalações elétricas com uma periodicidade não inferior a duas vezes por ano, uma nos meses de verão e outra nos meses de inverno, a fim de proceder às verificações, ensaios e medições regulamentares para elaboração do relatório de exploração;

c) Comunicar à entidade exploradora a existência de deficiências na instalação elétrica que constituam risco para a segurança de pessoas, animais e bens, tendo em vista a sua correção;

d) Responder aos pedidos de esclarecimento de âmbito técnico e de segurança referentes às instalações a seu cargo, que forem solicitados pelas entidades de fiscalização ou pelo ORD, informando a entidade exploradora;

e) Esclarecer a entidade exploradora da instalação elétrica acerca do cumprimento das obrigações impostas pelas entidades fiscalizadoras ou pelo ORD, nos aspetos técnicos e de segurança;

f) Assegurar, juntamente com a entidade exploradora, que o recinto servido pela instalação elétrica se encontra disponível, e, quando deva existir, o projeto está acessível e mantém-se atualizado;

g) Dar instrução adequada ao pessoal de manutenção da instalação elétrica, tendo em conta as suas especificidades, nomeadamente, através de procedimentos escritos a adotar para a exploração das subestações, dos postos de transformação e da instalação de utilização para garantir a proteção contra contactos diretos ou indiretos e para a eventual realização de trabalhos em tensão, fora de tensão ou na proximidade de tensão;

h) Dar conhecimento prévio ao ORD sempre que qualquer alteração da instalação elétrica interfira ou possa vir a interferir com a rede de distribuição, designadamente, nos casos de aumento de potência instalada e montagem de centrais elétricas, informando a entidade exploradora;

i) Reportar à DGEG, através da plataforma eletrónica, a ocorrência de acidentes de natureza elétrica que tenham ocorrido na instalação, no prazo de cinco dias úteis após o conhecimento do acidente.

2 - No caso de existir uma pluralidade de técnicos responsáveis pela exploração de uma instalação elétrica, cada técnico deve apresentar um termo de responsabilidade pela exploração relativo à parte ou elemento da instalação a seu cargo, ainda que responda solidariamente com os demais técnicos responsáveis pela exploração da instalação.

Artigo 17.º
Obrigações da entidade exploradora

1 - A entidade exploradora da instalação elétrica deve acolher as indicações dadas pelo técnico responsável pela exploração no que respeita aos aspetos relacionados com as disposições regulamentares de segurança e com as boas regras da técnica, em especial quando esteja em causa a necessidade de eliminar quaisquer deficiências que atentem ou possam vir a atentar contra a segurança de pessoas, animais e bens.

2 - A entidade exploradora da instalação elétrica não deve efetuar quaisquer modificações na instalação sem prévio conhecimento e acordo do técnico responsável pela exploração, quando este deva existir, no que respeita aos aspetos regulamentares de segurança e das boas regras técnicas aplicáveis.

3 - A entidade exploradora deve permitir que a instalação elétrica seja vistoriada ou inspecionada pela DGEG ou pela EIIEL e verificada pelo técnico responsável pela exploração, sempre que estes o considerem necessário ao seu regular e normal funcionamento, colocando à disposição os elementos e meios indispensáveis ao bom desempenho das respetivas funções.

4 - A entidade exploradora da instalação elétrica deve participar ao técnico responsável pela exploração, todos os acidentes que afetem a instalação elétrica, por ação da corrente elétrica ou outros.

Secção II
Conservação das instalações elétricas

Artigo 18.º
Manutenção

1 - As instalações elétricas devem ser conservadas e mantidas de forma a assegurar condições de funcionamento e de segurança adequadas à sua exploração e utilização.

2 - O ORD tem o direito de verificar as condições de segurança das instalações ligadas às suas redes, devendo comunicar à DGEG, através da plataforma eletrónica, qualquer deficiência que nelas encontre com vista a serem tomadas as providências necessárias.

3 - No caso de perigo de uma instalação, o ORD pode suspender o fornecimento de energia elétrica, devendo informar a DGEG, de imediato, fundamentando as razões que estiveram na base dessa decisão.

4 - No fim do prazo previsto no número anterior a instalação deverá ser desmontada ou, caso seja necessário a sua continuidade deve ser submetida a vistoria ou inspeção para comprovar que cumpre os regulamentos de segurança aplicáveis.

Capítulo V
Controlo e acompanhamento das atividades de projeto, de execução, de inspeção e exploração das instalações elétricas

Artigo 19.º
Instalações elétricas sujeitas a inspeção periódica

1 - As instalações elétricas não sujeitas a acompanhamento por técnico responsável pela exploração, por lhes ser inaplicável o disposto no n.º 1 do artigo 15.º, devem ser submetidas a inspeção periódica, nos termos do número seguinte.

2 - A inspeção é promovida pela entidade exploradora e efetuada a cada 5 anos, relativamente às seguintes instalações:

a) Instalações do tipo A, cuja potência instalada seja superior a 20 kVA;

b) Instalações estabelecidas em locais sujeitos a riscos de explosão cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 20 kVA;

c) Instalações elétricas dos seguintes estabelecimentos recebendo público:

   i) Instalações elétricas do tipo C situadas em recintos públicos ou privados destinados a espetáculos ou outras diversões, cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 20 kVA;

   ii) Estabelecimentos hospitalares e semelhantes da 1.ª à 5.ª categoria, conforme definidas nas RTIEBT;

   iii) Estabelecimentos de ensino, cultura, culto e semelhantes, da 1.ª à 5.ª categoria, conforme definidas nas RTIEBT, cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 20 kVA;

   iv) Estabelecimentos comerciais e semelhantes definidos nas RTIEBT cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 41,4 kVA;

d) Instalações de estabelecimentos industriais do tipo C, cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 41,4 kVA;

e) Instalações de estabelecimentos agrícolas e pecuários que pertençam ao tipo C cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 41,4 kVA;

f) Instalações de balneários que pertençam ao tipo C e cuja potência a alimentar pela rede seja superior a 20 kVA.

3 - São aplicáveis à inspeção periódica, com as necessárias adaptações, as disposições relativas à inspeção inicial dos n.os 2 e 3 do artigo 8.º e nos artigos 9.º a 11.º.

4 - [Revogado].

5 - São fixados por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, a aprovar no prazo de três meses contados da data de entrada em vigor do presente decreto-lei, as metodologias e os procedimentos de realização de inspeções periódicas, bem como as regras técnicas a que as

mesmas devem obedecer e as melhorias em termos de segurança a que serão obrigadas as instalações estabelecidas com base em regulamentos de segurança anteriores às RTIEBT, tendo em consideração a sua antiguidade e risco para pessoas, animais e bens.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 33/2017 - Diário da República n.º 194/2017, Série I de 2017-10-09, em vigor a partir de 2018-01-01

Artigo 20.º
Atribuições da Direção-Geral de Energia e Geologia

1 - Sem prejuízo das competências da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) previstas no capítulo seguinte, a DGEG é a entidade que, nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, assegura o controlo da aplicação da disciplina do acesso e exercício das atividades de projeto, de execução e de inspeção das instalações elétricas e procede ao seu acompanhamento.

2 - Para efeitos do número anterior, a DGEG:

a) Atribui os certificados de exploração nos termos do presente decreto-lei;

b) Cria, mantém e gere a plataforma eletrónica para o armazenamento e tratamento de dados destinados à monitorização das atividades previstas no presente decreto-lei, bem como à produção de indicadores dessas atividades e das instalações;

c) Organiza, mantém e gere o registo na plataforma eletrónica das instalações elétricas de serviço particular a que respeita o presente decreto-lei e respetivas atividades, nos termos do artigo seguinte;

d) Elabora e divulga os procedimentos para o registo e demais procedimentos técnicos para a realização de inspeções e vistorias, bem como de modelos e formulários técnicos, tendo em vista a harmonização da atuação dos profissionais e o respeito pelas normas legais e regulamentares e regras técnicas aplicáveis;

e) Emite os certificados de exploração e as autorizações provisórias e aprova os modelos e formulários relativos aos atos previstos no presente decreto-lei, nomeadamente, a declaração de inspeção, as declarações de conformidade e os termos de responsabilidade pelo projeto, execução, exploração, bem como os elementos do projeto e a ficha de execução;

f) Promove auditorias e verificações técnicas, através dos respetivos serviços ou de entidades exteriores independentes, relativamente às entidades e às atividades que supervisiona;

g) Efetua a análise e procede à instrução das reclamações relativas à atividade que supervisiona, promovendo a correspondente análise e apresentando as propostas de solução, nomeadamente consultando as entidades inspetoras competentes nos termos do presente decreto-lei;

h) Contribui para a promoção de ações de divulgação e sensibilização para a realização da manutenção das instalações elétricas, informando para o efeito os proprietários ou entidades exploradoras das instalações elétricas, com base nos registos de que dispõe;

i) Apoia a formação e promove ações de atualização de conhecimentos dos técnicos responsáveis pelas instalações elétricas e das entidades que atuam na área que supervisiona;

j) Procede ao estudo e à elaboração de códigos de boa prática, especificações e procedimentos técnicos nas áreas de atuação e designadamente, os respeitantes à realização de inspeções;

k) Cria e mantém um centro de atendimento telefónico e digital para apoio, nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2014, de 13 de maio, e informa aos profissionais e ao público e promove a difusão de informações sobre as atividades técnicas e científicas do setor;

l) Promove campanhas de sensibilização, informação e formação, tendo em vista a segurança de pessoas, animais e bens;

m) Disponibiliza a lista de todas as entidades instaladoras e inspetoras com atividade na área das instalações elétricas, bem como os preços dos serviços por estas praticadas;

n) Informa de qualquer anomalia que detete e que necessite de medidas de natureza regulamentar.

3 - A plataforma eletrónica referida no artigo anterior é acessível através do balcão único eletrónico, referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, e do portal de cidadão.

4 - As informações e procedimentos técnicos a que se refere o n.º 2, tornados públicos pela plataforma eletrónica, devem também estar disponíveis para consulta, através do sistema de pesquisa online de informação pública que indexa todos os conteúdos públicos dos sítios na Internet das entidades públicas, previsto no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.os 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, 73/2014, de 13 de maio, e 58/2016, de 29 de agosto.

5 - A informação a que se refere o número anterior deve ser disponibilizada em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho.

Artigo 21.º
Registo

1 - O registo referido na alínea c) do n.º 2 do artigo anterior contem a seguinte informação:

a) Os projetos das instalações elétricas e os termos de responsabilidade emitidos pelos projetistas;

b) As declarações de conformidade da execução ou os termos de responsabilidade pela execução das instalações elétricas emitidos pelos técnicos responsáveis pela execução das EI, ou pelos técnicos responsáveis pela execução, a título individual;

c) Os termos de responsabilidade pela exploração e relatórios de exploração emitidos ou elaborados pelos técnicos responsáveis pela exploração de instalações elétricas;

d) As declarações de inspeção e de reinspecção emitidos pelas EIIEL;

e) Os certificados de exploração e relatórios de vistoria ou revistoria emitidos pela DGEG.

2 - Cabe aos técnicos responsáveis pelo projeto, pela execução e pela exploração, as EI e as EIIEL, no âmbito das respetivas funções e atividades, proceder ao registo dos atos praticados referidos no número anterior e à atualização da informação e dos documentos registados.

3 - Com o primeiro registo relativo a cada instalação é atribuído um número e respetivo código de acesso, que acompanha todo o procedimento, o qual deve ser comunicado à entidade exploradora pelo prestador do serviço.

4 - O número de registo que dá acesso à versão eletrónica pode ser utilizado perante todas as entidades públicas e privadas que solicitem o respetivo código de acesso, dispensando a apresentação da documentação em suporte papel.

5 - Sem prejuízo das suas obrigações legais, os ORD e as EIIEL devem proporcionar à DGEG cópia dos registos que detenham anteriormente à entrada em operação da plataforma eletrónica, em

termos que assegurem a devida confidencialidade e garantir no âmbito do desenvolvimento da sua atividade uma adequada interação e colaboração com a DGEG.

6 - Os registos e outros dados referidos no presente artigo obedecem às regras aplicáveis à constituição e manutenção de bases de dados, e respeitam as regras de confidencialidade exigíveis, não podendo os dados pessoais ser cedidos a terceiros nem utilizados para outros fins que não os previstos no presente decreto-lei e em conformidade com as disposições legais aplicáveis à proteção de dados pessoais.

7 - O pessoal afeto ao sistema de registo e de supervisão está sujeito a sigilo profissional, sem prejuízo do cumprimento dos deveres de informação previstos na lei.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Capítulo VI
Supervisão de mercado e regulação

Artigo 22.º
Supervisão pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

1 - As atividades de projeto, de execução e de inspeção e exploração das instalações elétricas previstas no presente decreto-lei estão sujeitas a supervisão de mercado e regulação da qualidade de serviço exercidas pela ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições e competências.

2 - A supervisão a que se refere o número anterior tem por finalidade:

a) O bom funcionamento dos mercados de serviços relativos a instalações elétricas, procedendo ao seu acompanhamento sistemático e permanente;

b) A promoção da eficiência e condições concorrenciais transparentes;

c) A monitorização da formação dos preços e a informação destes, tendo em conta a defesa dos interesses dos clientes e dos consumidores.

3 - A regulação da qualidade de serviço visa assegurar padrões mínimos de qualidade dos serviços prestados, na vertente comercial e técnica.

Capítulo VII
Taxas, fiscalização e contraordenações

Artigo 23.º
Taxas

1 - Pela certificação da exploração, vistoria e registo das instalações elétricas são devidas taxas cujos montantes são fixados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - O pagamento das taxas a que se refere o presente decreto-lei pode ser efetuado através da Plataforma de Pagamentos da Administração Pública, conforme disposto no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, alterado pelos Decretos-Leis n.os 29/2000, de 13 de março, 72-A/2010, de 18 de junho, 73/2014, de 13 de maio, e 58/2016, de 29 de agosto.

Artigo 24.º
Fiscalização

1 - A DGEG é a entidade competente para a fiscalização do cumprimento das disposições constantes no presente decreto-lei, sem prejuízo das competências próprias que a lei atribua a outras entidades, nomeadamente, as competências da ASAE.

2 - Compete à DGEG a elaboração de pareceres técnicos sobre os acidentes de natureza elétrica, que serão disponibilizados aos interessados nos termos do disposto no Código do Procedimento Administrativo, sob a forma de certidão.

3 - Os técnicos incumbidos da fiscalização estão obrigados a assegurar a confidencialidade perante terceiros dos dados, análises e informações obtidos neste âmbito.

4 - Para efeitos do disposto nos números anteriores, a entidade exploradora de instalações elétricas está obrigada, mesmo durante o período de execução das suas instalações, a dar livre acesso aos técnicos da DGEG, ou a técnicos contratados por esta, e a fornecer os meios necessários para a realização das verificações e ensaios que pelos mesmos lhes forem requisitados.

Artigo 25.º
Contraordenações

1 - Constitui contraordenação punível com coima de (euro) 250 a (euro) 1 250, se o infrator for uma pessoa singular, e de (euro) 1 000 a (euro) 5 000, se o infrator for uma pessoa coletiva:

a) O exercício da atividade de técnico responsável por instalações elétricas ou de EIIEL sem habilitação nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, ou em violação do disposto nos artigos 5.º, 7.º, 8.º;

b) O incumprimento do disposto nos artigos 4.º, 15.º, 16.º, 17.º e no n.º 4 do artigo 24.º;

c) O incumprimento do disposto nos n.os 2, 5 e 7 do artigo 21.º.

2 - A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

3 - A tentativa é punível com a coima aplicável à contraordenação consumada, especialmente atenuada.

Ver todas as alterações

Retificado pelo Declaração de Retificação n.º 29/2017 - Diário da República n.º 191/2017, Série I de 2017-10-03, em vigor a partir de 2018-01-01

Artigo 26.º
Sanções acessórias

1 - Consoante a gravidade da infração e a culpa do agente, podem ser aplicadas as sanções acessórias previstas nas alíneas b), c), d), f) e g) do n.º 1 do artigo 21.º e no n.º 1 do artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 356/89, de 17 de outubro, 244/95, de 14 de setembro, e 323/2001, de 17 de dezembro, e pela Lei n.º 109/2001, de 24 de dezembro.

2 - A condenação pela prática das infrações é objeto de publicidade nos termos do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 356/89, de 17 de outubro, 244/95, de 14 de setembro, e 323/2001, de 17 de dezembro, e pela Lei n.º 109/2001, de 24 de dezembro.

Artigo 27.º
Competência sancionatória e destino das receitas das coimas

1 - A entidade competente para instauração e instrução dos processos de contraordenação é a DGEG.

2 - A aplicação das coimas e das sanções acessórias é da competência do diretor-geral da DGEG.

3 - A receita das coimas aplicadas reverte a favor das seguintes entidades:

a) 60%, para o Estado;

b) 30%, para a entidade que instruir o processo e aplicar a coima;

c) 10%, para a entidade que levantar o auto.

Artigo 28.º
Responsabilidade civil

O incumprimento das normas constantes do presente decreto-lei por parte do comercializador, da entidade distribuidora, dos técnicos responsáveis pelas instalações elétricas, pelas EI e pelas EIIEL gera responsabilidade civil, nos termos gerais da lei.

Ver todas as alterações

Retificado pelo Declaração de Retificação n.º 33/2017 - Diário da República n.º 194/2017, Série I de 2017-10-09, em vigor a partir de 2018-01-01

Capítulo VIII
Disposições transitórias e finais

Artigo 29.º
Entrada em operação da plataforma eletrónica

A plataforma eletrónica prevista na alínea b) do n.º 2 do artigo 20.º deve estar criada e operacional no prazo de 12 meses contados da data da publicação do presente decreto-lei.

Artigo 30.º
Outras instalações elétricas

O disposto na secção I do capítulo IV é aplicável às demais instalações elétricas de serviço particular sujeitas a regime próprio.

Artigo 31.º
Articulação com o regime jurídico do urbanismo e edificação

Para efeitos de aplicação do regime jurídico da urbanização e edificação, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, constitui título bastante:

a) No âmbito dos procedimentos para a realização de obra:

   i) O termo de responsabilidade pelo projeto acompanhado de ficha eletrotécnica da instalação elétrica, quando deva existir projeto nos termos do artigo 5.º;

   ii) O termo de responsabilidade pela execução da instalação temporária, nos termos do n.º 4 do artigo 15.º, e ficha eletrotécnica da instalação elétrica devidamente assinada pelo técnico responsável, quando a instalação elétrica não careça de projeto;

b) No âmbito dos procedimentos para a utilização de edifício:

   i) A declaração de inspeção ou o certificado de exploração, acompanhados de projeto ou ficha eletrotécnica, emitidos nos termos dos artigos 11.º e 13.º, respetivamente;

ii) Termo de responsabilidade pela execução acompanhado de ficha eletrotécnica, nos termos do artigo 7.º, quando a ligação à rede ou entrada em exploração da instalação elétrica não careçam de declaração de inspeção ou certificado de exploração, nos termos do artigo 4.º.

Ver todas as alterações

Alterado pelo Artigo 2.º da Lei n.º 61/2018 - Diário da República n.º 160/2018, Série I de 2018-08-21, em vigor a partir de 2018-08-26

Artigo 32.º
Disposição transitória

1 - A CERTIEL - Associação Certificadora de Instalações Elétricas (CERTIEL) mantém o exercício das atuais funções de associação nacional inspetora de instalações elétricas (ANIIE), nos termos do Decreto-Lei n.º 272/92, de 3 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2007, de 2 de abril, e da Portaria n.º 662/96, de 14 de novembro, alterada pela Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, até à data referida no n.º 1 do artigo 35.º, data em que cessam tais funções.

2 - O diretor-geral de Energia e Geologia define, por despacho, ouvida a CERTIEL, os termos da transferência para a DGEG de toda a informação relativa a instalações elétricas de tipo C obtida no exercício das competências exercidas enquanto ANIIE até à sua cessação, nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 15.º do anexo I da Portaria n.º 662/96, de 14 de novembro, na versão dada pela Portaria n.º 325/2015, de 2 de outubro.

Artigo 33.º
Regiões Autónomas

1 - O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo das competências exercidas pelos serviços e organismos das respetivas administrações regionais.

2 - O produto das taxas cobradas e das coimas aplicadas nas Regiões Autónomas pelos respetivos serviços competentes constitui receita própria das mesmas.

Artigo 34.º
Norma revogatória

São revogados:

a) As disposições do RLIE aprovado pelo Decreto-Lei n.º 26 852, de 30 de julho de 1936, alterado pelos Decretos-Leis n.os 446/76, de 5 de junho, 517/80, de 31 de outubro, 131/87, de 17 de março, 272/92, de 3 de dezembro, e 4/93, de 8 de janeiro, e pela Lei n.º 30/2006, de 11 de julho, e pelo Decreto-Lei n.º 101/2007, de 2 de abril, na parte respeitante às instalações elétricas de serviço particular reguladas pelo presente decreto-lei;

b) O Decreto-Lei n.º 517/80, de 31 de outubro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 272/92, de 3 de dezembro, e 315/95, de 28 de novembro, e pela Lei n.º 30/2006, de 11 de julho, e pelo Decreto-Lei n.º 101/2007, de 2 de abril;

c) O Decreto-Lei n.º 272/92, de 3 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2007, de 2 de abril;

d) A Portaria n.º 662/96, de 14 de novembro, alterada pela Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, e pelas Portarias n.os 325/2015, de 2 de outubro, e 27-B/2016, de 16 de fevereiro.

Artigo 35.º
Entrada em vigor e produção de efeitos

1 - O presente decreto-lei entra em vigor em 1 de janeiro de 2018.

2 - Excetua-se do disposto no número anterior, o disposto:

a) No artigo 31.º, que produz efeitos a partir da data da publicação do presente decreto-lei;

b) No artigo 20.º, que produz efeitos a partir da data de disponibilização ao público da plataforma eletrónica referida na alínea b) do n.º 2 do artigo 20.º.

Ver todas as alterações

Retificado pelo Declaração de Retificação n.º 33/2017 - Diário da República n.º 194/2017, Série I de 2017-10-09, em vigor a partir de 2018-01-01

Regime aplicável ao autoconsumo de energia renovável

Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro

Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

A atividade de produção descentralizada de energia elétrica é atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, na sua redação atual, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por Unidades de Produção para Autoconsumo.

Aquele diploma regulava, igualmente, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção, entretanto revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, encontrando-se essa matéria atualmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual.

A evolução que se registou a nível europeu, operada nomeadamente pela Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, frisa a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável.

A referida diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos desproporcionados.

A ambição e a determinação de Portugal para estar na vanguarda da transição energética materializa-se em metas ambiciosas para 2030, que foram definidas no âmbito no Plano Nacional de Energia-Clima para o horizonte 2021-2030, nomeadamente a de alcançar uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030.

No âmbito do referido plano, a promoção e disseminação da produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia veio a merecer acrescida relevância, como um dos eixos a desenvolver, de forma a alcançar o objetivo essencial de reforço da produção de energia a partir de fontes renováveis e de redução de dependência energética do país. Alcançar uma quota de 47% de renováveis no consumo final de energia implica que no setor elétrico as renováveis contribuam com pelo menos 80% da produção de eletricidade. Neste sentido, o contributo da produção descentralizada - apenas possível através do regime estatuído neste decreto-lei - será fundamental para alcançar este objetivo, pelo que a capacidade instalada, nomeadamente no solar, deverá atingir pelo menos 1 GW em 2030.

Este novo regime é criado numa lógica de complementaridade, de modo a assegurar o cumprimento das metas e objetivos de Portugal em matéria de energia e clima, através da combinação de instrumentos centralizados de promoção de energias limpas (por exemplo, leilões de capacidade) com processos descentralizados que, pela sua própria natureza, melhoram a coesão social e territorial, contribuindo para a redução das desigualdades atualmente existentes,

nomeadamente através da criação de emprego e da melhoria da competitividade das empresas distribuídas no território nacional.

Pretende-se, assim, garantir, por um lado, uma maior eficiência do ponto de vista energético e ambiental e, por outro lado, assegurar que tanto as oportunidades da transição energética como os custos do sistema elétrico nacional são partilhados, de forma justa e equitativa, por todos.

A recente evolução tecnológica, nomeadamente em matéria de produção solar fotovoltaica, sistemas de aquecimento e arrefecimento, dispositivos de armazenamento de energia térmica e elétrica e mobilidade elétrica, assim como o advento da rede 5G, conduzem a uma alteração radical das condições técnicas e económicas de desenvolvimento do sistema elétrico. O presente decreto-lei, dando cumprimento ao estabelecido na diretiva acima mencionada, visa promover e facilitar o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminando obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social, baseadas no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas.

Concretamente, o presente decreto-lei facilita a participação ativa na transição energética de empresas e de cidadãos interessados em investir, sem subsídios públicos, em recursos energéticos renováveis e distribuídos necessários à cobertura do respetivo consumo.

Como país pioneiro, tanto em renováveis como em cidades inteligentes, interessado em colher os múltiplos benefícios da transição energética, nomeadamente através da criação de novas empresas com potencial exportador, Portugal precisa de acelerar agora a modernização do sistema elétrico nacional, adaptando consequentemente os instrumentos existentes de planeamento, operação e regulação. Essa adaptação, baseada na larga experiência nacional e internacional, entretanto acumulada, deverá ser feita nos próximos anos, beneficiando também do retorno de experiência que o presente decreto-lei vem proporcionar e orientando-se pelos princípios aqui consagrados.

Considerando a natureza inovadora do presente decreto-lei, prevê-se que, até final de 2020, sejam implementados determinados projetos de autoconsumo, possibilitando, assim, às entidades públicas responsáveis pela regulamentação e regulação da atividade ir desenvolvendo esta regulamentação à medida do desenvolvimento prático das soluções.

Foram ouvidos os órgãos de governo próprio da Região Autónoma dos Açores, a Associação Nacional de Municípios Portugueses, a Comissão Nacional de Proteção de Dados e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foi promovida a audição dos órgãos de governo próprio da Região Autónoma da Madeira.

Foram ouvidas, a título facultativo, as associações e os agentes do setor.

O presente decreto-lei foi submetido a consulta pública.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º
Objeto

1 - O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável.

2 - O presente decreto-lei estabelece, igualmente, o regime jurídico das comunidades de energia renovável, procedendo, nesta parte, à transposição parcial para o direito interno da Diretiva

2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Artigo 2.º
Definições

Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «Agregação», uma função desempenhada por uma pessoa singular ou coletiva, que pode ser ou não um comercializador, que combina a eletricidade produzida, consumida ou armazenada de múltiplos clientes para compra ou venda em mercados de energia ou de serviços de sistema;

b) «Agregador independente», um participante no mercado envolvido na agregação que não se encontra associado ao comercializador do cliente;

c) «Autoconsumidor», aquele que se dedica ao autoconsumo de energia renovável;

d) «Autoconsumo», o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável;

e) «Autoconsumidor individual», um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional;

f) «Autoconsumidores coletivos», um grupo de pelo menos dois autoconsumidores organizados, nos termos da alínea b) do artigo 5.º;

g) «CIEG», os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral;

h) «Comercialização entre pares», a venda de energia renovável entre participantes no mercado mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente por intermédio de um terceiro participante no mercado, como por exemplo um agregador independente. O direito de comercialização entre pares não prejudica os direitos e obrigações das partes envolvidas na qualidade de consumidores finais, autoconsumidores individuais ou coletivos, produtores ou agregadores independentes;

i) «Comercializador», a entidade registada para a comercialização de eletricidade, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de eletricidade;

j) «Comunidade de energia renovável (CER)», uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, desde que e cumulativamente:

   i) Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia;

   ii) Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela referida pessoa coletiva;

iii) A pessoa coletiva tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros;

k) «Contrato de aquisição de eletricidade renovável», um contrato por força do qual uma pessoa singular ou coletiva se compromete a adquirir eletricidade renovável diretamente a um produtor;

l) «Energia armazenada», a energia elétrica acumulada em dispositivos de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos quando estejam instalados postos de carregamento bidirecionais associados à IU;

m) «Entidade instaladora», a entidade habilitada por alvará ou certificado emitido pelo Instituto dos Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção, I. P. (IMPIC, I. P.), nos termos previstos no regime jurídico aplicável ao exercício da atividade da construção, para a execução de instalações de produção de eletricidade ou o técnico responsável pela execução, a título individual, de instalações;

n) «Entidade gestora do autoconsumo coletivo», a entidade, singular ou coletiva, designada pelos autoconsumidores coletivos, encarregue da prática de atos referidos no n.º 5 do artigo 6.º;

o) «Entidade inspetora», a entidade inspetora de Instalações Elétricas de serviço particular acreditada para efetuar, nos termos do presente decreto-lei, as inspeções prévias à emissão dos certificados de exploração, as inspeções periódicas e as inspeções em sequência de alterações;

p) «Energia excedente da produção para autoconsumo», a energia produzida e não consumida ou armazenada, em cada período de 15 minutos;

q) «Energia renovável», a energia elétrica de fontes renováveis não fósseis, a saber, energia eólica, solar (térmica e fotovoltaica) e geotérmica, das marés, das ondas e outras formas de energia oceânica, hídrica, de biomassa, de gases dos aterros, de gases das instalações de tratamento de águas residuais, e biogás;

r) «Facilitador de mercado», o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado;

s) «Garantias de origem», um documento eletrónico que prova ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis;

t) «IU», uma instalação elétrica de utilização, associada ou não a um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador;

u) «Linha direta para autoconsumo», a linha, aérea ou subterrânea, de serviço particular do autoconsumidor, que procede à ligação, para transmissão de energia elétrica, entre a UPAC e a(s) IU(s) associada(s);

v) «Operador da rede», a entidade titular de concessão ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de eletricidade, correspondendo a uma das seguintes entidades, cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da rede nacional de transporte de eletricidade no continente, a entidade titular da concessão da rede nacional de distribuição de eletricidade em alta e média tensão e as entidades titulares da concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão;

w) «Participante no mercado», a pessoa singular ou coletiva, envolvida na agregação, ou que é operador de serviços de resposta da procura ou de serviços de armazenamento de energia, que compra e vende eletricidade, através da colocação de ofertas de compra e venda de energia elétrica, nos mercados de eletricidade, incluindo os mercados organizados - a prazo, diários, intradiários, de serviços de sistema -, contratos bilaterais e contratação de energia elétrica através de meios e plataformas não regulamentadas;

x) «Portal», a plataforma eletrónica, acessível através do Portal da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), bem como através do Portal ePortugal, na qual são apresentados, processados e comunicados os pedidos de registo, licenciamento e demais procedimentos previstos no presente decreto-lei, para a gestão e controlo da atividade do autoconsumo e das comunidades de energia renovável e que contém o cadastro das UPAC existentes;

y) «Potência instalada», a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade e respetivos inversores;

z) «Potência de ligação», a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW e kVA, que o autoconsumidor de energia renovável pode injetar numa rede;

aa) «Rede interna», a rede de serviço particular, instalada dentro de espaço confinado e com contiguidade geográfica, composta por um conjunto de linhas interconectadas e demais instalações elétricas auxiliares destinadas à veiculação da energia oriunda de uma ou mais UPAC para uma ou mais IU associadas ao autoconsumo, podendo ter uma interligação elétrica com a RESP;

bb) «RESP», a rede elétrica de serviço público;

cc) «UPAC», uma ou mais unidades de produção para autoconsumo, que tem como fonte primária a energia renovável associada(s) a uma ou várias IU, destinada primordialmente à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica, podendo ser propriedade ou gerida por terceiros para a colocação, exploração, incluindo a contagem, e manutenção, desde que a instalação continue sujeita às instruções do autoconsumidor de energia renovável, não sendo os terceiros considerados em si mesmos autoconsumidores de energia renovável.

Artigo 3.º
Condições de exercício

1 - A UPAC com potência instalada igual ou inferior a 350 W não está sujeita a controlo prévio.

2 - A UPAC com potência instalada superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a mera comunicação prévia.

3 - A UPAC com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio para a instalação da UPAC e a certificado de exploração, nos termos dos n.os 2, 3, 4, 5 e 9 do artigo 27.º-B e do artigo 27.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, devendo o despacho a que se refere o artigo 27.º-B do mesmo decreto-lei conter as especificidades decorrentes do regime objeto do presente decreto-lei.

4 - A pronúncia do operador da rede a que se refere a alínea c) do n.º 2 do artigo 27.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, apenas é obrigatória nos casos em que no pedido de registo de UPAC se prevê a possibilidade de injeção de potência na RESP.

5 - A UPAC com potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração, nos termos dos artigos 8.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

6 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, no caso de UPAC para a qual se preveja a possibilidade de injeção na RESP superior a 1 MVA, o início do procedimento para obtenção de licença de produção de eletricidade depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, nos termos do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual.

Artigo 4.º
Remuneração

1 - A energia excedente do autoconsumo pode ser transacionada:

a) Em mercado organizado ou bilateral, incluindo através de contrato de aquisição de energia renovável;

b) Através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes;

c) Através do facilitador de mercado.

2 - O autoconsumidor individual ou coletivo é integralmente responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela ERSE, competindo-lhe liquidar os desvios ou transferir a sua responsabilidade de balanço a um participante no mercado ou o seu representante designado.

Artigo 5.º
Requisito para acesso à atividade

1 - Podem proceder à atividade de autoconsumo, através de UPAC, independentemente do nível de tensão das instalações de consumo:

a) Os autoconsumidores individuais;

b) Os autoconsumidores coletivos, organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou um grupo de autoconsumidores situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC;

c) As CER.

2 - A relação de vizinhança próxima ou a proximidade do projeto deve ser aferida, caso a caso, pela DGEG, pressupondo a continuidade física e geográfica do projeto e respetivos autoconsumidores ou participantes da CER, podendo ainda ser tomadas em consideração:

a) Os postos de transformação a que o projeto se encontra ligado;

b) Os diferentes níveis de tensão associados ao projeto;

c) Qualquer outro elemento de natureza técnica ou regulamentar.

3 - Não é permitida a ligação de UPAC, no mesmo ponto de consumo, a unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida, salvo se as mesmas possuírem um sistema de contagem de energia injetada na rede que permita diferenciar a energia produzida pela UPAC da energia produzida pelas unidades de produção de eletricidade abrangidas por regimes de remuneração garantida.

Artigo 6.º
Autoconsumidores Coletivos

1 - O registo para instalação de UPAC em nome de condomínios, bem como o eventual recurso a financiamento pelo condomínio e respetivas condições, seguem o regime previsto nos artigos 1425.º e 1426.º do Código Civil.

2 - O registo para instalação de UPAC em parte comum de edifício organizado em condomínio ou a utilização de parte comum para passagem de cablagem ou outros componentes da produção de eletricidade através de UPAC, é precedida de autorização da respetiva assembleia de condóminos, deliberada por maioria simples, nos termos dos n.os 3 e 4 do artigo 1432.º do Código Civil.

3 - A autorização referida no número anterior é solicitada nos termos do artigo 1431.º do Código Civil, com pelo menos 33 dias de antecedência relativamente à data prevista para a inscrição para registo, devendo o pedido ser acompanhado de descrição da instalação, local de implantação prevista na parte comum e todos os detalhes da utilização pretendida das partes comuns.

4 - Os autoconsumidores coletivos devem aprovar um regulamento interno que defina, pelo menos, os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes, as maiorias deliberativas exigíveis, as regras de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo e respetivos coeficientes, as regras de partilha do pagamento das tarifas a que se refere o artigo 18.º, o destino dos excedentes do autoconsumo e a política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita.

5 - Os autoconsumidores coletivos devem obrigatoriamente designar um técnico responsável, devidamente qualificado, e a entidade gestora do autoconsumo coletivo, a qual é encarregue da prática de atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna quando exista, a articulação com o Portal, a ligação com a RESP e articulação com os respetivos operadores, nomeadamente em matéria de partilha da produção e respetivos coeficientes, o relacionamento comercial a adotar para os excedentes, podendo ainda ser definidos os respetivos poderes, incluindo representativos.

6 - Os autoconsumidores coletivos respondem conjuntamente pelo cumprimento dos deveres e obrigações estabelecidos no presente decreto-lei.

Artigo 7.º
Direitos do autoconsumidor

1 - É assegurado ao consumidor final de energia elétrica o direito de se tornar autoconsumidor, nas condições previstas no presente decreto-lei.

2 - O autoconsumidor tem o direito de:

a) Instalar UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio, recorrendo a uma qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associadas;

b) Estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública, e estabelecer e operar redes internas, nos termos do presente decreto-lei, para ligação da UPAC à IU;

c) Consumir, na IU associada à UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias, e entregar a produção excedente a terceiros ou à RESP;

d) Produzir eletricidade na UPAC associada à IU, para consumo próprio, armazenar e transacionar a produção excedentária de eletricidade, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade, de comercializadores de eletricidade ou de regimes de comercialização entre pares, sem que isso implique a sujeição:

i) No que diz respeito à eletricidade por eles consumida a partir da rede ou nela injetada, a procedimentos e encargos discriminatórios ou desproporcionados e a encargos de acesso à rede que não reflitam os custos;

ii) No que diz respeito à eletricidade de produção própria que se circunscreva às suas instalações, a procedimentos discriminatórios ou desproporcionados e a qualquer encargo ou tarifa, sem prejuízo do previsto no artigo 18.º;

e) Instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações;

f) Solicitar a emissão de garantias de origem à Entidade Emissora de Garantias de Origem relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;

g) Manter os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final de eletricidade;

h) Aceder à informação disponibilizada na área do Portal reservada ao autoconsumidor de energia renovável para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia;

i) Cessar a atividade de autoconsumidor, nos termos previstos na lei em acordos eventualmente celebrados com terceiros ou demais autoconsumidores, no caso do autoconsumo coletivo.

Artigo 8.º
Deveres do autoconsumidor

Sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis, no exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo prevista no presente decreto-lei, constituem deveres do autoconsumidor de energia renovável:

a) Cumprir os requisitos constantes do artigo 3.º, de acordo as características da UPAC e da atividade pretendida exercer;

b) Suportar o custo das alterações da ligação de IU à RESP, nos termos da regulamentação da Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE);

c) Suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;

d) Suportar o custo associado aos contadores, nos termos previstos no artigo 16.º;

e) Suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP, nos termos previstos no artigo 18.º;

f) Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU;

g) Prestar à DGEG, ou à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo, todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;

h) Permitir e facilitar o acesso às UPAC do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador independente ou comercializador que agrega produção, do participante de mercado e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições, competências, ou direitos consagrados contratualmente;

i) Para as UPAC sujeitas a registo ou licença, nos termos previstos no artigo 3.º, celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados

a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade por UPAC, nos termos previstos no artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual;

j) Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados, nos termos previstos no artigo 14.º;

k) Cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UPAC e demais instalações auxiliares, quando existam.

Artigo 9.º
Atribuições e competências da Direção-Geral de Energia e Geologia

1 - A DGEG é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 - Compete à DGEG:

a) Criar, manter, gerir e operar o Portal;

b) Decidir do registo, licenciamento e atribuição de capacidade de injeção na rede, nos termos previstos no artigo 3.º;

c) Controlar a emissão dos certificados dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, importadores, fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras;

d) Analisar os relatórios de inspeção disponibilizados no Portal, nos termos a definir em despacho do diretor-geral da DGEG;

e) Criar e manter uma base de dados de elementos-tipo que integrem os equipamentos para as diversas soluções de UPAC;

f) Elaborar e manter uma lista das entidades instaladoras e inspetoras acreditadas nos termos da legislação em vigor;

g) Constituir uma lista de equipamentos certificados, bem como informação sobre as normas de qualidade cujo cumprimento conduz à certificação dos equipamentos, nomeadamente através do Regulamento Técnico e de Qualidade e do Regulamento de Inspeção e Certificação, a qual deve ser divulgada através do Portal;

h) Aprovar os formulários e instruções necessários ao bom funcionamento do Portal, de acordo com as funções que lhe estão atribuídas pelo presente decreto-lei;

i) Fornecer aos interessados, e divulgar no Portal, informação respeitante às soluções de produção de eletricidade com UPAC, incidindo particularmente sobre as suas vantagens e inconvenientes;

j) Manter uma base de dados atualizada sobre todos os registos atribuídos ao abrigo do presente decreto-lei e instalações em exploração;

k) Elaborar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação;

l) Apoiar, sempre que para tal seja solicitada, a ENSE - Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E. (ENSE, E. P. E.), no exercício das competências de fiscalização e sancionatórias a esta atribuídas.

3 - A informação e documentos referidos nas alíneas f) a k) do número anterior é tornada pública no Portal, no sítio na Internet da DGEG e no sistema de pesquisa online de informação pública

que indexa todos os conteúdos públicos dos sítios na Internet das entidades públicas, previsto no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, na sua redação atual.

4 - A informação e os dados referidos no número anterior devem ser disponibilizados em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, nos termos da Lei n.º 36/2011, de 21 de junho.

Artigo 10.º
Desmaterialização de procedimentos

1 - O Portal disponibiliza as seguintes funcionalidades:

a) Autenticação segura dos utilizadores que permita o acesso à informação constante da área reservada ao autoconsumidor, às CER e aos demais intervenientes nos procedimentos regulados pelo presente decreto-lei, nomeadamente os operadores de rede, comercializadores, agregadores independentes, entidades instaladoras e inspetoras e terceiros proprietários ou gestores da UPAC, preferencialmente através do mecanismo central de autenticação «Autenticação.Gov», nomeadamente com recurso ao cartão de cidadão ou chave móvel digital, previsto na Lei n.º 37/2014, de 26 de junho;

b) Submissão eletrónica de pedidos e declarações previstos no presente decreto-lei, nomeadamente de comunicação prévia, de registo, certificação ou licença, de autorização, de aprovação, de comunicações, de documentos e peças técnicas ou desenhadas;

c) Formulários para o preenchimento eletrónico de pedidos de licenças de produção e de exploração, de registo de certificação, declaração de instalação ou de inspeção para emissão do certificado de exploração;

d) Instruções para o pagamento das taxas previstas no artigo 21.º;

e) Recolha de informação que permita o contacto entre os serviços competentes e os autoconsumidores individuais ou coletivos e seus representantes constituídos, nomeadamente a informação relativa aos dados de consumo;

f) Rejeição de operações no Portal de cuja execução resultariam vícios ou deficiências de instrução, designadamente recusando o recebimento dos pedidos;

g) Consulta online e a gestão, pelos interessados, do estado dos respetivos processos durante o período de vida útil dos equipamentos, e validade dos certificados ou licença;

h) Envio e a receção eletrónica das decisões, registos e licenças ou dos certificados emitidos e comunicações;

i) Informação para conhecimento e divulgação pública sobre os registos, licenças e certificados de exploração atribuídos, tipo de tecnologia da UPAC, potência e localização geográfica, mediante indicação do concelho e freguesia;

j) Identificação dos autoconsumidores e das CER, bem como das entidades instaladoras ou inspetoras que intervenham no procedimento e dos terceiros proprietários ou gestores da UPAC.

2 - O operador de rede, o agregador independente, o comercializador que agregue produção, a entidade gestora do autoconsumo coletivo, as CER e os terceiros proprietários ou gestores da UPAC devem registar-se no Portal e interagir com este.

3 - Todas as notificações e comunicações ao requerente ao longo do procedimento são efetuadas através do Portal.

Artigo 11.º
Alteração da Unidade de Produção para Autoconsumo

1 - A alteração da UPAC, quando substancial, carece de novo registo e certificado de exploração, ou licença, consoante os casos, aplicável à totalidade da instalação.

2 - Considera-se substancial a alteração da UPAC que não se enquadre no disposto no artigo seguinte.

3 - No caso de alteração substancial, a atribuição de novo registo, certificado de exploração ou licença, consoante o regime a que esteja sujeito, nos termos do artigo 3.º, implica a imediata caducidade do existente.

4 - A alteração não substancial da UPAC está sujeita a averbamento, nos termos do artigo seguinte.

Artigo 12.º
Averbamento de alterações

1 - Estão sujeitas a averbamento, mediante declaração do autoconsumidor ou da entidade gestora do autoconsumo, consoante se trate de autoconsumo individual ou coletivo, no Portal, as seguintes modificações subjetivas ou objetivas:

a) A alteração da titularidade do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização associada à UPAC ou da titularidade desta;

b) A alteração da entidade gestora do autoconsumo coletivo;

c) A mudança de local da UPAC, desde que se mantenham as condições de ligação registadas ou licenciadas, consoante os casos;

d) A alteração de potência instalada, quando:

   i) Não implique a alteração do regime a que está submetida, nos termos dos n.os 1 e 2 do artigo 3.º;

   ii) Nos casos de UPAC com potência instalada superior a 1 MW, desde que a alteração não ultrapasse 10% da potência instalada.

2 - Nos casos previstos nas alíneas a) e b) do número anterior, o titular do registo identifica o novo titular do contrato de fornecimento de eletricidade ou a nova entidade gestora, devendo o novo titular do registo ou nova entidade gestora solicitar o averbamento de alteração, bem como aceitar todos os direitos e deveres inerentes ao mesmo.

3 - Nos casos previstos na alínea c) do n.º 1, o autoconsumidor identifica o novo local da UPAC e os elementos essenciais relativos à instalação de utilização e ao contrato de fornecimento alterados relevantes para o registo.

4 - O averbamento das alterações previstas nas alíneas c) e d) do n.º 1 depende de nova inspeção da UPAC e consequente emissão de novo certificado de exploração ou licença de exploração, consoante o regime que se aplique, nos termos do artigo 3.º.

5 - O averbamento das alterações previstas nas alíneas c) e d) do n.º 1 pode ser recusado, nomeadamente por razões de desconformidade com as normas constantes do Regulamento Técnico e de Qualidade previsto no artigo seguinte.

Artigo 13.º
Regulamentos específicos

1 - A DGEG elabora o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação e procede à sua publicação no Portal, até 31 de dezembro de 2020.

2 - O Regulamento Técnico e de Qualidade deve incluir todas as regras de caráter técnico genericamente aplicáveis a instalações elétricas, bem como regras técnicas específicas relativas a UPAC, incluindo os esquemas de ligação permitidos e proteções associadas, e as regras de aprovação e certificação de equipamentos que compõem a UPAC e suas instalações auxiliares.

3 - O Regulamento de Inspeção e Certificação deve incluir todos os procedimentos associados às ações de inspeção ou vistoria e certificação, bem como as condições associadas de aprovação de UPAC, incluindo a definição e classificação das deficiências e a identificação das deficiências que permitem a certificação condicionada para entrada em exploração.

4 - A ERSE elabora os regulamentos previstos no artigo 16.º.

Artigo 14.º
Controlo de certificação de equipamentos

1 - Os fabricantes, importadores e fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto do Portal que os equipamentos de UPAC transacionados estão certificados e a natureza da certificação, devendo esta informação ser disponibilizada no Portal para conhecimento público.

2 - A certificação dos equipamentos a que se refere o número anterior deve ser concedida por um organismo de certificação acreditado para a certificação em causa pelo Instituto Português de Acreditação, I. P., ou por outro organismo nacional de acreditação, nos termos do Regulamento (CE) n.º 765/2008, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 9 de julho de 2008.

3 - Os equipamentos certificados nos termos do número anterior devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento, publicadas pelo CEN - Comité Europeu para a Normalização e pelo CENELEC - Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica.

4 - Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada tipo de equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pela ISO/IEC - International Organization for Standardization e da International Electrotechnical Commission.

5 - Quando não existam as normas referidas nos n.os 3 e 4, os equipamentos devem conformar-se com as normas ou especificações técnicas portuguesas relativas ao equipamento em causa, que estejam publicadas pelo Instituto Português da Qualidade, I. P.

Artigo 15.º
Entidades instaladoras de Unidade de Produção para Autoconsumo

1 - A instalação de UPAC com potência instalada superior a 350 W é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas, nos termos da Lei n.º 14/2015, de 16 de fevereiro, e do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, na sua redação atual.

2 - A entidade instaladora ou o técnico responsável, conforme aplicável, deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados nos termos do artigo anterior.

3 - A entidade instaladora ou o técnico responsável, conforme aplicável, deve assegurar que a UPAC se encontra isenta de controlo prévio ou devidamente registada ou licenciada, nos termos do presente decreto-lei, consoante aplicável.

4 - A entidade instaladora deve declarar no Portal as UPAC instaladas, indicando a potência instalada, a tecnologia utilizada e a freguesia e concelho de localização.

Artigo 16.º
Contagem e disponibilização de dados

1 - É obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC:

a) No caso de autoconsumo coletivo;

b) No caso de autoconsumo individual, quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW;

2 - A contagem da energia elétrica total produzida por UPAC, nos termos do número anterior, é feita por telecontagem, devendo o equipamento de contagem encontrar-se capacitado para fazer a contagem nos dois sentidos, cumprindo os requisitos técnicos e funcionais estabelecidos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.

3 - É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em unidades de armazenamento associadas a UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU.

4 - Quando haja ligação à RESP, a contagem da energia elétrica é efetuada pelo operador da rede.

5 - Os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos relativos à medição da produção total são suportados pelo autoconsumidor.

6 - O custo de adequação dos sistemas de contagem, em cada IU, é suportado pelos autoconsumidores coletivos localizados em zonas não dotadas da infraestrutura de contadores inteligentes com telecontagem, ou em zonas onde não esteja prevista a sua instalação no curto-prazo, devendo o sistema de contagem ser instalado pelo operador de rede no prazo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido.

7 - Para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo individual ou repartição pelos consumidores, no caso do autoconsumo coletivo, e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes, considera-se a agregação da energia consumida proveniente da UPAC, do excedente injetado na rede e do consumo importado da RESP, em cada período de 15 minutos.

8 - No autoconsumo coletivo, é obrigatória a contagem por telecontagem, com contador inteligente, nos pontos de interligação da UPAC com a RESP e de cada IU associada, salvo se existir ligação a rede inteligente.

9 - A contagem efetuada nos termos do número anterior deve garantir que não é contabilizada como energia elétrica total consumida pelos autoconsumidores da UPAC a energia consumida pelos clientes não aderentes ao autoconsumo.

10 - O equipamento que mede a energia produzida pela UPAC deve permitir a recolha remota do respetivo diagrama de carga, devendo, para qualquer nível de potência instalada, a entrada em exploração da UPAC, para autoconsumo coletivo, estar condicionada a testes de comunicação bem-sucedidos para que o operador de rede possa aceder remotamente ao diagrama de carga da energia produzida.

11 - A entidade gestora do autoconsumo coletivo, nos casos em que a UPAC está ligada à RESP, deve:

a) Informar o operador de rede, através do Portal, da lista de clientes aderentes e desistentes do autoconsumo coletivo, e atualizar esta informação junto do referido operador sempre que haja alterações à mesma;

b) Comunicar ao operador de rede, através do Portal, qual o coeficiente pretendido para repartição da produção da UPAC pelos consumidores aderentes ao autoconsumo coletivo, e suas alterações, considerando-se que, na falta deste coeficiente, o operador de rede procede à repartição por cada IU com base no consumo medido, em cada período de 15 minutos;

12 - Enquanto os sistemas do operador de rede não permitirem a medição a consumo a que se refere a alínea b) do número anterior, cabe à ERSE definir os quocientes de repartição da produção da UPAC pelas IU.

13 - No autoconsumo coletivo, e salvo no caso de novas adesões ou saídas, os coeficientes de repartição da energia produzida não devem ser alterados antes de decorridos 12 meses desde a última estipulação.

14 - O operador de rede deve disponibilizar:

a) As informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes no autoconsumo, nos termos da regulamentação da ERSE;

b) A informação sobre a energia produzida e não consumida no período de contagem de 15 minutos, indicando o excedente que seja injetado na rede por cada uma IU dos autoconsumidores.

15 - As matérias da medição, leitura e disponibilização de dados, assim como as demais matérias reguladas neste artigo, são objeto de regulamentação pela ERSE, a qual deve estar concluída até 31 de dezembro de 2020.

16 - O fornecimento de energia reativa obedece às regras do Regulamento da Rede de Distribuição e do Regulamento da Rede de Transporte.

Artigo 17.º
Relacionamento comercial do autoconsumidor de energia renovável

1 - A participação de uma unidade de produção para autoconsumo em mercados organizados, ou através de contratação bilateral ou de regimes de comercialização entre pares, deve cumprir os requisitos de atuação em mercado.

2 - O operador da rede deve facilitar a intervenção do autoconsumidor, diretamente ou através de um agregador independente, de um facilitador de mercado, ou de um comercializador que agregue produção, na prestação de serviços de sistema ou na transação de energia elétrica excedente em mercados organizados ou bilaterais.

3 - Quando o total da potência das UPAC ligadas à RESP provoque problemas técnicos que conduzam à violação dos limites de operacionalidade da rede ou dos indicadores de qualidade de serviço, o operador da rede pode proceder à redução da potência ou ao deslastre temporário destas instalações de produção, sem que, em qualquer caso, haja lugar a compensação, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela ERSE.

Artigo 18.º
Tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo

1 - A utilização de redes internas, que não envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, é isenta de pagamento.

2 - A utilização da RESP, para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, fica sujeita ao pagamento, pelo autoconsumidor, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas:

a) Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;

b) De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação à UPAC.

3 - As disposições a aplicar no cálculo das tarifas de acesso às redes determinadas nos termos do número anterior são estabelecidas no Regulamento Tarifário, a aprovar pela ERSE até 31 de dezembro de 2020.

4 - Os encargos correspondentes aos CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes determinadas nos termos dos números anteriores, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia a aprovar até 15 de setembro de cada ano.

5 - Na ausência da decisão referida no número anterior, cabe à ERSE definir a parte de CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário.

6 - A parte dos CIEG a deduzir deve ter em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional.

Artigo 19.º
Comunidades de energia renovável

1 - As CER contribuem para a produção e desenvolvimento do consumo de energia renovável, numa lógica de complementaridade com o restante sistema elétrico nacional, de modo a assegurar o cumprimento das metas e objetivos de Portugal em matéria de energia e clima.

2 - O consumidor final, nomeadamente o consumidor doméstico, tem o direito de participar numa CER, mantendo os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final.

3 - O exercício do direito previsto no número anterior não pode ser sujeito a condições ou a procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a participação na CER.

4 - As CER têm a faculdade de:

a) Produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade renovável;

b) Partilhar, no seu seio, a energia renovável produzida pelas unidades de produção de que são proprietárias, com observância dos outros requisitos previstos no presente artigo, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;

c) Aceder a todos os mercados de energia adequados, tanto diretamente como através de agregação, de forma não discriminatória.

5 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a CER é integralmente responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela ERSE, competindo-lhe liquidar os desvios ou delegar a sua responsabilidade de balanço a um participante no mercado ou ao seu representante designado.

6 - A DGEG efetua, no prazo de dois anos a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei e subsequentemente a cada três anos, uma avaliação dos obstáculos existentes ao desenvolvimento das CER, e do respetivo potencial, publicando o respetivo relatório no seu sítio da Internet.

7 - Na sequência da avaliação prevista no número anterior, a DGEG deve propor as medidas destinadas a promover e facilitar o desenvolvimento de CER, nomeadamente com vista a que:

a) Sejam eliminados os obstáculos regulamentares e administrativos injustificados que entravem a sua constituição;

b) As CER, quando forneçam energia ou serviços de agregação ou outros serviços energéticos comerciais, fiquem sujeitas às disposições aplicáveis a esse tipo de atividades;

c) Nos casos em que a UPAC esteja ligada à RESP, o operador da rede coopere com a CER para facilitar as transferências de energia no seio da mesma;

d) As CER estejam sujeitas a procedimentos justos, proporcionados e transparentes, incluindo o procedimento de registo e licenciamento, bem como a encargos de rede baseados nos custos, e aos demais encargos, taxas e impostos aplicáveis, assegurando que contribuam de forma adequada, justa e equilibrada para a partilha dos custos globais do sistema, em consonância com uma análise transparente da relação custo-benefício da distribuição das fontes energéticas desenvolvida pelas autoridades nacionais competentes;

e) As CER não sejam objeto de um tratamento discriminatório no que diz respeito às suas atividades, direitos e obrigações enquanto consumidores finais, autoconsumidores, fornecedores de eletricidade, operadores de redes de distribuição ou outros participantes no mercado;

f) A participação nas CER seja acessível a todos os consumidores, inclusivamente a famílias com baixos rendimentos ou em situação vulnerável;

g) Estejam disponíveis instrumentos que facilitem o acesso a financiamento e a informações;

h) Seja prestado apoio regulamentar e de capacitação das autoridades públicas na facilitação e constituição de CER e para ajudar as autoridades a nelas participarem diretamente;

i) Sejam estabelecidas regras para assegurar o tratamento equitativo e não discriminatório dos consumidores que participem na CER.

8 - Os elementos essenciais do regime a que se refere o número anterior e da respetiva execução devem fazer parte das atualizações dos planos nacionais integrados em matéria de energia e clima e dos relatórios de progresso, elaborados nos termos do Regulamento (UE) 2018/1999, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

9 - Sem prejuízo do disposto nos artigos 107.º e 108.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, aquando da conceção e aprovação de regimes de apoio, o Governo deve ter em conta as especificidades das CER, a fim de lhes permitir competir em igualdade de circunstâncias com outros participantes no mercado para a obtenção de apoio.

Artigo 20.º
Regime aplicável às comunidades de energia renovável

1 - As instalações de produção das CER estão sujeitas a registo ou licença de produção, nos termos do artigo 3.º, podendo ser definidos requisitos específicos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - Em matéria de direitos, deveres e contagem da energia produzida na CER e relacionamento comercial, são aplicáveis, com as necessárias adaptações, as regras do autoconsumo coletivo.

Artigo 21.º
Taxas

1 - São devidas taxas pela apreciação dos seguintes pedidos, relativamente a UPAC com potência superior a 30 kW:

a) O pedido de atribuição de registo ou licença de produção, ou certificado de exploração da UPAC;

b) O pedido de averbamento de alterações ao título de registo ou à licença da UPAC, com e sem emissão de novo certificado de exploração.

c) A realização de inspeções periódicas da UPAC.

2 - O montante e modo de pagamento das taxas, bem como a fase do procedimento em que as mesmas são devidas, são definidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As taxas previstas no número anterior constituem receita própria da DGEG e são liquidadas e cobradas por esta, preferencialmente através da Plataforma de Pagamentos da Administração Pública, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, na sua redação atual.

4 - As taxas previstas no n.º 1, respeitantes a UPAC situadas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, constituem receita própria da respetiva região autónoma e são liquidadas e cobradas por estas, preferencialmente através de plataforma eletrónica.

5 - A taxa é paga no prazo de 10 dias após notificação para pagamento, sempre que não esteja prevista a autoliquidação.

6 - O valor das taxas é atualizado anualmente, com base na evolução do índice de preços ao consumidor, no continente, sem habitação, verificado no ano anterior e publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P., mediante aviso do diretor-geral da DGEG publicitado no sítio na Internet da DGEG.

7 - A falta de pagamento da taxa no prazo legalmente estabelecido dá lugar à sua cobrança coerciva, acrescida dos respetivos juros de mora, em processo de execução fiscal, da competência da Administração Tributária e Aduaneira, servindo de título executivo a certidão passada pela DGEG.

8 - A entrega da certidão de dívida é efetuada através da plataforma eletrónica da AT ou por via eletrónica.

Artigo 22.º
Fiscalização

1 - As UPAC são sujeitas a fiscalização para verificar a sua conformidade com o disposto no presente decreto-lei e no Regulamento Técnico e de Qualidade.

2 - Sem prejuízo da competência de outras entidades públicas, a competência para fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no presente decreto-lei, em matéria de exercício da atividade, pertence à ENSE, E. P. E., que pode solicitar o apoio de técnicos especializados sempre que o considere necessário.

3 - A competência para a fiscalização de UPAC situadas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira é do departamento do respetivo Governo Regional com competência na área da energia.

Artigo 23.º
Inspeção periódica

1 - As UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

a) 10 anos, quando a potência instalada da UPAC seja inferior a 1 MW;

b) Oito anos, nos restantes casos.

2 - Para efeitos do número anterior, a DGEG elabora e divulga no Portal, até 31 de dezembro de cada ano, a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte, e publicita, até 31 de março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

3 - É cancelado o registo ou a licença da UPAC, consoante os casos, sempre que:

a) Por circunstâncias imputáveis ao autoconsumidor, não seja aquela objeto de inspeção periódica nos termos do n.º 1, nos prazos aí estabelecidos;

b) No decurso das inspeções periódicas sejam identificadas desconformidades e as mesmas não sejam corrigidas e efetuado o correspondente registo de reinspeção, no prazo máximo de 22 dias.

4 - As regras e orientações metodológicas associadas às inspeções periódicas são definidas por despacho do diretor-geral da DGEG e objeto de publicação no Portal.

5 - Para efeitos dos números anteriores, o autoconsumidor de energia renovável deve permitir e facilitar o acesso às respetivas UPAC por parte da ENSE, E. P. E., bem como fornecer-lhe as informações e dados técnicos respeitantes à UPAC.

Artigo 24.º
Regime sancionatório

1 - Sem prejuízo da responsabilidade civil e criminal, nos termos da lei geral, constituem contraordenação punível com coima de (euro) 100,00 a (euro) 3 740,00, ou de (euro) 250,00 a (euro) 44 800,00, consoante o autoconsumidor de energia renovável seja pessoa singular ou coletiva:

a) A infração ao disposto nos n.os 1, 2 e 5 do artigo 3.º;

b) A infração ao disposto no artigo 8.º;

c) A infração ao disposto no n.º 1 do artigo 11.º;

d) A infração ao disposto nos n.os 1 e 3 do artigo 15.º;

e) A infração ao disposto nos n.os 1, 2, 3 e 4 do artigo 16.º.

2 - A negligência é punível, sendo os limites mínimos e máximos das coimas reduzidos para metade.

3 - A tentativa é punível com a coima aplicável à contraordenação consumada especialmente atenuada.

4 - Os processos de contraordenação previstos no presente decreto-lei são instruídos e decididos pela entidade fiscalizadora.

5 - O produto da aplicação das coimas reverte a favor das seguintes entidades:

a) 60% para o Estado;

b) 40% para a entidade fiscalizadora.

6 - A receita a que se refere a alínea a) do número anterior, quando a mesma seja aplicada em virtude de contraordenação praticada em região autónoma, reverte integralmente para a respetiva região.

7 - A aplicação de coima prevista nos n.os 1, 2 e 3 é participada ao IMPIC, I. P., e à respetiva ordem ou associação profissional, quando esta exista.

Artigo 25.º
Sanções acessórias

1 - Em simultâneo com a coima, e em função da gravidade das infrações e da culpa do agente, pode ser aplicada ao infrator uma das seguintes sanções acessórias:

a) A apreensão dos objetos pertencentes ao agente que tenham sido utilizados como instrumento na prática da infração;

b) A interdição do exercício da atividade ou profissão conexas com a infração praticada por um período até dois anos;

c) A privação do direito a subsídios ou benefícios concedidos por entidades públicas;

d) A suspensão do registo da UPAC por um período até dois anos;

e) O encerramento da UPAC.

2 - As sanções previstas no número anterior são participadas ao IMPIC, I. P., e à respetiva ordem ou associação profissional, quando esta exista.

Artigo 26.º
Publicidade

As decisões definitivas de condenação aplicadas pela entidade fiscalizadora são publicitadas no Portal, sendo que, nos casos previstos nas alíneas b) e d) do n.º 1 do artigo anterior, a publicitação deve manter-se apenas durante o período da respetiva interdição, suspensão ou encerramento, conforme aplicável.

Artigo 27.º
Responsabilidade criminal

O desrespeito pelo infrator da decisão de aplicação definitiva da sanção acessória prevista nas alíneas b), d) e e) do n.º 1 do artigo 25.º é punível nos termos do disposto no artigo 348.º do Código Penal.

Artigo 28.º
Aplicação às Regiões Autónomas

O disposto no presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nos termos e com as adaptações decorrentes do disposto no artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, e da sua especificidade no que respeita à descontinuidade, dispersão, dimensão geográfica e de mercado, nos termos a estabelecer em decreto legislativo regional.

Artigo 29.º
Norma transitória

1 - Às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes aplica-se o regime previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

2 - Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, as instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, que à data da entrada em vigor do presente decreto-lei se encontrem em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, passam a reger-se pelo regime estabelecido no presente decreto-lei.

3 - Mantêm-se válidos os contratos celebrados com o Comercializador de Último Recurso, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, continuando a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

4 - Os pedidos em curso de tramitação à data da entrada em vigor do presente decreto-lei são decididos nos termos do presente decreto-lei, aproveitando-se os atos e formalidades úteis já praticados.

Artigo 30.º
Contagem de prazos

Os prazos previstos no presente decreto-lei são contados nos termos do artigo 87.º Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 31.º
Norma revogatória

É revogado o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, sem prejuízo do disposto nos n.os 1 e 3 do artigo 29.º.

Artigo 32.º
Produção de efeitos

1 - O presente decreto-lei produz efeitos:

a) A partir de 1 de janeiro de 2020, relativamente aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER, que cumulativamente:

   i) Disponham de um sistema de contagem inteligente;

   ii) Sejam instalados no mesmo nível de tensão;

b) A partir de 1 de janeiro de 2021, relativamente aos demais projetos de autoconsumo.

2 - A DGEG e a ERSE publicam, até 31 de dezembro de 2019, a regulamentação necessária para a implementação dos projetos referidos na alínea a) do número anterior.

3 - A DGEG e a ERSE promovem a participação das entidades que pretendam implementar projetos de autoconsumo, as quais devem manifestar tal interesse no Portal, no processo de definição da regulamentação necessária à implementação do presente decreto-lei.

Alteração do regime remuneratório aplicável aos centros eletroprodutores renováveis

Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro

Altera o regime remuneratório aplicável aos centros eletroprodutores submetidos ao anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio

A política energética dos últimos anos seguiu uma estratégia orientada para a conciliação entre os mecanismos de mercado e a promoção dos valores da preservação ambiental, da sustentabilidade e da inovação tecnológica. Em resultado dessa estratégia, Portugal tem vindo a ascender a um patamar referencial no que diz respeito à utilização de energias renováveis e de tecnologias de ponta no setor eletroprodutor.

Os custos associados à estratégia assim definida revestem, todavia, valores extremamente elevados, que se tornaram manifestamente incomportáveis, colocando problemas sérios no atual quadro económico e orçamental.

Durante muito tempo, optou-se por não refletir esses custos, de forma imediata e integral, nas faturas dos consumidores, opção que acabou por conduzir à acumulação progressiva de valores não repercutidos e à criação daquilo que comummente se designa por «dívida tarifária», a qual vem registando um aumento continuado.

Com o objetivo de, pela primeira vez, adequar a estratégia de promoção da produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis à necessidade de reduzir os custos com a sua prossecução, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que atualizou a remuneração da energia elétrica renovável produzida pelas novas instalações e estabeleceu, tanto para estas como para as instalações existentes, a aplicabilidade da remuneração garantida durante um prazo considerado suficiente para a recuperação dos investimentos realizados e para a obtenção de um retorno económico mínimo.

O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, veio igualmente prever que, a partir do termo dos referidos períodos de remuneração garantida, a eletricidade produzida e entregue à rede passa a ser remunerada pelos preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes mencionados no preâmbulo da Diretiva n.º 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro, entretanto revogada pela Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril.

O mencionado diploma estabeleceu, não obstante, para as instalações que não sejam Pequenas Centrais Hídricas (PCH) existentes à data da sua entrada em vigor, que, se aquando do termo dos correspondentes períodos de remuneração garantida não existirem certificados verdes transacionáveis, deve aplicar-se, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data.

Revela-se, assim, incerta a forma de remuneração da eletricidade das referidas instalações não hídricas depois de decorridos os períodos de aplicação das tarifas garantidas previstos no Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, importando estabelecer, por questões de segurança jurídica, o referido regime remuneratório ou a forma da sua determinação.

Em coerência com a opção genérica adotada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, diploma legal que recentemente completou a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, o regime remuneratório em questão deve ser definido por

portaria a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de modo a assegurar a sua permanente adequação à realidade existente.

Na linha dos compromissos assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia, foram, não obstante, encetadas conversações com a APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), que representa os interesses dos titulares de centros eletroprodutores a partir de fontes renováveis, com vista à densificação do enquadramento remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida, em termos passíveis de conjugar a resposta às referidas questões de segurança jurídica com o imperativo de promoção da sustentabilidade económica e social do SEN.

No seguimento dessas conversações, e em conformidade com o acordo de princípio aí alcançado, o presente decreto-lei prevê a possibilidade de adesão por parte das referidas instalações a um de entre quatro regimes remuneratórios alternativos, destinados a vigorar por um período determinado, para além dos períodos de remuneração garantida. A adesão aos mencionados regimes remuneratórios, selecionados pelos titulares de cada instalação em função das suas particularidades, implica o pagamento de uma compensação anual destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, permitindo, assim, preservar a estabilidade remuneratória dos centros eletroprodutores eólicos, ao mesmo tempo que assegura a mitigação do impacto na fatura energética dos sobrecustos anuais resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes eólicas.

Os regimes remuneratórios alternativos previstos no presente decreto-lei, assim como as principais soluções tendentes à sua concretização, já mereceram, na sequência de consulta promovida pela APREN, a concordância individual da generalidade dos promotores abrangidos, materializada numa declaração escrita de intenção de adesão a esses regimes.

Complementarmente, o presente decreto-lei vem, pela primeira vez, estabelecer um prazo para a manutenção, quanto às PCH, das condições remuneratórias aplicáveis à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro (prazo de 25 anos após a atribuição da respetiva licença de exploração), sem prejuízo do limite naturalmente imposto pela duração dos correspondentes títulos de utilização do domínio hídrico. A este respeito, tomou-se em consideração, seja na definição do referido limite temporal, seja na consagração da possibilidade de respetiva prorrogação, as exigências de tempo necessárias à recuperação e garantia de adequado retorno económico dos investimentos, à semelhança do que já tinha sido estabelecido no próprio Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, relativamente às restantes tecnologias.

O presente decreto-lei procede, por último, à introdução de mecanismos de flexibilidade no regime remuneratório aplicável à eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores eólicos abrangidos pelo anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, cuja capacidade de injeção de potência na rede tenha resultado de concursos públicos promovidos ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que, sem prejuízo das condições económico-financeiras do SEN, pretendam melhor ajustar os regimes remuneratórios que lhes são aplicáveis às particularidades dos seus projetos.

Concretamente, prevê-se a possibilidade de concessão de um período adicional de aplicação do regime de tarifa garantida aos referidos centros eletroprodutores, nas situações em que os respetivos titulares proponham uma redução da tarifa, que pode ser complementada ou

substituída pelo pagamento de uma compensação, de forma a gerar, com o decurso do tempo e a evolução dos preços de mercado, benefícios para o SEN. Em alternativa à concessão desse período adicional, os centros eletroprodutores podem optar pela adesão a um dos regimes alternativos previstos para efeitos de remuneração das instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida.

Foram ouvidas a APREN e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Objeto e definições

Artigo 1.º
Objeto

1 - O presente decreto-lei prevê a faculdade, por parte dos titulares dos centros eletroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, de adesão a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em curso, mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN), através do pagamento de uma compensação.

2 - O presente decreto-lei estabelece também um prazo para a manutenção, pelas pequenas centrais hídricas (PCH) submetidas ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, das condições remuneratórias resultantes desse regime.

3 - O presente diploma altera ainda o anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, no sentido de prever, relativamente a determinados centros eletroprodutores abrangidos pelo referido anexo, a possibilidade de extensão dos limites previstos na alínea a) do n.º 20 do referido anexo II ou de adesão, por um período adicional após a verificação de um desses limites, a um regime remuneratório alternativo.

Artigo 2.º
Definições

1 - Para efeitos do presente diploma, consideram-se:

a) «Centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro», os centros eletroprodutores submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, correspondentes aos centros eletroprodutores enquadrados nos casos previstos no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, conjugado com os n.os 2, 6 e 7 do mesmo artigo;

b) «Centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro», os centros eletroprodutores submetidos ao regime remuneratório da eletricidade

previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, correspondentes aos centros eletroprodutores referidos no n.º 5 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro;

c) «Titular do centro electroprodutor», o titular da licença de exploração do centro eletroprodutor.

2 - Excluem-se do âmbito definido na alínea a) do número anterior:

a) Os centros eletroprodutores relativamente aos quais já tenham decorrido os prazos definidos no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro;

b) Os centros eletroprodutores que tenham exercido a opção prevista no n.º 8 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, os quais integram o âmbito da alínea b) do número anterior.

Capítulo II
Centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro

Secção I
Disposições gerais

Artigo 3.º
Período de aplicação do regime

1 - Os centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, beneficiam desse regime remuneratório:

a) No caso das PCH, por um prazo de 25 anos a contar da data de atribuição da respetiva licença de exploração ou até ao final da respetiva licença de utilização de água para produção de eletricidade, consoante a data que se verificar mais cedo;

b) No caso dos centros eletroprodutores não hídricos que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, por um prazo de 15 anos a contar dessa data;

c) No caso dos restantes centros eletroprodutores, por um prazo de 15 anos a contar da data de atribuição da respetiva licença de exploração.

2 - No final do prazo de 25 anos referido na alínea a) do número anterior e até final do prazo fixado na correspondente licença de utilização de água para produção de eletricidade, a eletricidade produzida pelas PCH é vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso dessas centrais ao sistema de certificados verdes, que, à data e nos termos da lei, possa eventualmente existir.

3 - No final dos períodos referidos nas alíneas b) e c) do n.º 1, é aplicável, durante um período adicional de cinco anos após o termo desses prazos, a tarifa a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), devendo a mesma garantir a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN.

4 - Os centros eletroprodutores eólicos têm a faculdade de aderir a um regime remuneratório alternativo ao previsto no número anterior, o qual se destina a vigorar por um período adicional aos períodos referidos nas alíneas b) e c) do n.º 1, de cinco ou sete anos, consoante o caso, nos termos e condições previstos no artigo 5.º.

5 - Findos os períodos adicionais referidos nos n.os 3 e 4, a eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores é vendida nos termos previstos no n.º 2.

Artigo 4.º
Salvaguarda de situações existentes

1 - Caso o prazo de 25 anos previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo anterior se complete antes da data de entrada em vigor do presente decreto-lei ou dentro do período de seis meses após essa data, considera-se que o mesmo apenas termina no prazo de seis meses a contar da referida data.

2 - O prazo de 25 anos previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo anterior pode ser prorrogado, até um limite máximo de 10 anos e sem nunca exceder o final do prazo fixado na licença de utilização de água para produção de eletricidade, na medida do estritamente indispensável para assegurar a amortização e a justa remuneração de investimentos adicionais em intervenções nas PCH, sob a forma de alterações às referidas centrais ou de substituição dos respetivos equipamentos, desde que tais intervenções:

a) Tenham sido autorizadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) previamente à entrada em vigor do presente decreto-lei;

b) Sejam realizadas em conformidade com essa autorização, no prazo máximo de dois anos após a sua emissão; e,

c) Se mostrem necessárias ou úteis para a atividade de produção de eletricidade desenvolvida naquelas instalações.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, no prazo de seis meses a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei, os titulares das PCH devem apresentar junto da DGEG um requerimento solicitando a prorrogação do prazo de 25 anos, que inclua a descrição das intervenções realizadas e dos investimentos envolvidos, a indicação e fundamentação do prazo adicional necessário à amortização e justa remuneração dos mesmos investimentos e a justificação da respetiva necessidade ou utilidade técnica e económica para a atividade de produção de eletricidade desenvolvida.

4 - O requerimento referido no número anterior deve ser instruído com os documentos comprovativos da autorização das intervenções na PCH pela DGEG, bem como de todos os meios utilizados e custos despendidos na sua conceção e execução.

5 - Caso, na data de apresentação do requerimento referido nos números anteriores, as intervenções na PCH ainda não se mostrem concluídas, o requerente deve, no prazo de 30 dias após a conclusão das referidas intervenções, apresentar junto da DGEG os elementos e documentos complementares que sejam necessários à completa instrução do requerimento, iniciando-se apenas a partir dessa data o prazo legal para a respetiva decisão.

6 - A não conclusão das intervenções no prazo referido na alínea b) do n.º 2 ou a não apresentação dos elementos e documentos referidos no número anterior no prazo aí previsto determina a imediata extinção do procedimento administrativo e a caducidade do direito previsto no n.º 2.

7 - Compete à DGEG, após a receção dos requerimentos e elementos previstos nos n.os 4 e 5, verificar a conformidade dos mesmos com o disposto nos referidos números e, se for caso disso, solicitar ao Requerente, no prazo máximo de 30 dias, a apresentação dos elementos em falta ou complementares, no prazo máximo de 10 dias, comunicando a este que tal solicitação determina a suspensão do prazo de decisão e a sua não satisfação, dentro do prazo, determina a rejeição liminar do pedido de prorrogação.

8 - A decisão do pedido de prorrogação deve ser precedida da realização, pela DGEG ou por entidade por esta designada, de uma vistoria à PCH, destinada a averiguar e comprovar as intervenções efetuadas e os investimentos realizados.

9 - O pedido de prorrogação é decidido pelo membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo máximo de 90 dias após a apresentação junto da DGEG do requerimento previsto no n.º 4 ou dos elementos e documentos previstos no n.º 5, tomando por base a proposta de decisão apresentada pela DGEG, juntamente com os relatórios, igualmente emitidos por esta direção-geral, de vistoria e de apreciação da justificação técnica e económica dos investimentos.

10 -A competência para decidir o pedido de prorrogação é passível de delegação no diretor-geral da DGEG.

11 -A apresentação de um pedido de prorrogação nos termos previstos no presente artigo determina a suspensão do prazo de seis meses referido na parte final do n.º 1, o qual retoma a sua contagem com a extinção do procedimento administrativo por força do disposto no n.º 6 ou noutras disposições legais aplicáveis, com a notificação da decisão de indeferimento do pedido ou, ainda, com o decurso do prazo previsto no n.º 9, se anterior.

12 -A apresentação de um pedido de prorrogação determina igualmente a suspensão do prazo de 25 anos previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo anterior caso, na data de apresentação do mesmo pedido, faltem apenas três anos para o termo do referido prazo, aplicando-se à retoma da respetiva contagem o disposto no número anterior.

Secção II

Centros eletroprodutores eólicos

Artigo 5.º
Adesão a regimes remuneratórios alternativos para o período adicional

1 - A adesão pelos titulares dos centros eletroprodutores eólicos com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a um dos regimes remuneratórios previstos neste artigo, a vigorar após o decurso dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º, implica o pagamento de uma compensação anual ao SEN, durante o período de oito anos, compreendido entre 2013 e 2020, calculada com base num dos seguintes valores de referência:

a) (euro) 5 000 por cada MW de potência instalada do centro eletroprodutor;

b) (euro) 5 800 por cada MW de potência instalada do centro eletroprodutor.

2 - O pagamento de uma compensação anual calculada com base no valor de referência mencionado na alínea a) do número anterior confere aos titulares dos centros eletroprodutores eólicos o direito a beneficiar de um dos seguintes regimes após o decurso dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º:

a) Aplicação, no período adicional de cinco anos após o termo dos referidos prazos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de (euro)74 MWh e (euro)98 MWh, respetivamente;

b) Aplicação, no mesmo período adicional de cinco anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de (euro)60 MWh.

3 - O pagamento de uma compensação anual calculada com base no valor de referência mencionado na alínea b) do n.º 1 confere aos titulares dos centros eletroprodutores eólicos o direito a beneficiar de um dos seguintes regimes após o decurso dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º:

a) Aplicação, no período adicional de sete anos após o termo dos referidos prazos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de (euro) 74 MWh e (euro) 98 MWh, respetivamente;

b) Aplicação, no mesmo período adicional de sete anos, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de (euro) 60 MWh.

4 - Para efeitos do disposto nos n.os 2 e 3, entende-se por «preço de mercado» a média aritmética simples dos preços horários no mercado diário nacional, publicados pelo operador de mercado responsável pelo preço de mercado spot nos 12 meses anteriores.

5 - A tarifa aplicável nos termos previstos nos n.os 2 e 3 é definida mensalmente.

6 - Os valores de referência mencionados nos n.os 1, 2 e 3, no tocante aos montantes da compensação anual ou aos limites mínimos e máximos dos regimes remuneratórios aplicáveis, devem ser revistos anualmente entre 2013 e 2020, através da multiplicação por um fator calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$K_n = \frac{\left(1+\text{Taxa de inflação}_{n-1}\right)}{(1+2{,}0\%)}$$

em que:

a) «K_n» é o fator de correção a multiplicar anualmente pelos valores de referência entre julho de 2013 e junho de 2020;

b) «Taxa de inflação$_{n-1}$» é a taxa de inflação, sem habitação, no continente, referente aos 12 meses anteriores.

7 - A partir de junho de 2021, os valores de referência mencionados nos n.os 2 e 3, no tocante aos limites mínimos e máximos dos regimes remuneratórios aplicáveis, devem ser atualizados anualmente, de acordo com a taxa de inflação, sem habitação, no continente, referente aos 12 meses anteriores.

8 - O cálculo da compensação anual prevista no n.º 1 é efetuado com base na potência instalada do centro electroprodutor à data de entrada em vigor do presente decreto-lei, incluindo eventuais sobre-equipamentos realizados após a data de emissão da licença de exploração do centro eletroprodutor.

9 - Durante o período adicional de cinco ou sete anos previsto nos n.os 2 e 3, consoante o caso, a energia elétrica produzida a partir da potência instalada prevista no número anterior é adquirida pela entidade onerada com a obrigação legal de aquisição de eletricidade produzida em regime especial e remunerada pela aplicação das tarifas aplicáveis ao abrigo do disposto nos referidos números, até ao limite da potência de injeção autorizada.

10 - O regime de remuneração aplicável, durante o período adicional de cinco ou sete anos previsto nos n.os 2 e 3, à energia elétrica produzida com base nos aumentos de potência instalada realizados pelos centros eletroprodutores após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei é definido em regime complementar a aprovar.

Artigo 6.º
Centros eletroprodutores com intenção prévia de adesão a um regime remuneratório alternativo

1 - Os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que, previamente à entrada em vigor do presente decreto-lei, tenham manifestado a sua intenção de aderir a um dos regimes

remuneratórios alternativos previstos nos n.os 2 e 3 do artigo anterior, devem formalizar esta manifestação de vontade aderindo ao regime concretamente indicado na sua declaração de intenção, no prazo de 30 dias a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei.

2 - Em alternativa ao regime indicado na sua declaração de intenção, os titulares dos centros referidos no número anterior podem aderir a outro regime previsto nos n.os 2 e 3 do artigo anterior, desde que ambos os regimes tenham a mesma duração.

Artigo 7.º
Outros centros eletroprodutores

Os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que, previamente à entrada em vigor do presente decreto-lei, não tenham manifestado a sua intenção de aderir a um dos regimes remuneratórios alternativos previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, podem igualmente comunicar a sua decisão de adesão no prazo de 30 dias a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei.

Artigo 8.º
Decisão de adesão

1 - A decisão de adesão a um regime remuneratório alternativo, nos termos e condições previstos no artigo 5.º, é tomada pelos titulares dos centros eletroprodutores eólicos, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 - O pagamento da compensação anual prevista nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 5.º pode ser realizado por terceiros, com a autorização do devedor, sem prejuízo da aplicação do disposto no n.º 6 do artigo 9.º, verificada a situação aí prevista.

3 - A decisão de adesão deve ser comunicada ao membro do Governo responsável pela área da energia, mediante declaração apresentada junto da DGEG nos prazos estabelecidos no n.º 1 do artigo 6.º e no artigo anterior.

4 - A declaração referida no número anterior deve, nomeadamente, conter a identificação do declarante e do centro eletroprodutor eólico a que a decisão de adesão diz respeito, a indicação do valor de referência da compensação anual a pagar e a adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, juntando cópia da licença de exploração do centro eletroprodutor eólico e, caso o declarante seja uma pessoa coletiva, prova dos poderes do respetivo representante para a assinatura da declaração.

5 - Após a receção da declaração, a DGEG verifica a conformidade da mesma com o disposto nos números anteriores e, se for caso disso, solicita ao declarante, no prazo máximo de 30 dias, a apresentação dos elementos em falta ou complementares ou esclarecimentos quanto ao regime remuneratório pretendido, no prazo de 10 dias, comunicando que tal solicitação determina a suspensão do prazo de apreciação e alertando para o facto de que a sua não satisfação, no referido prazo, determina a rejeição da declaração apresentada.

6 - A inobservância dos prazos estabelecidos no n.º 1 do artigo 6.º e no artigo anterior, a falta de apresentação dos elementos ou esclarecimentos previstos no número anterior, no prazo aí fixado, ou a indicação de adesão a um regime com duração distinta do regime indicado na declaração de intenção de adesão constituem fundamentos de rejeição pela DGEG da declaração prevista nos números anteriores.

7 - Sem prejuízo do disposto no n.º 5, decorrido o prazo de 30 dias sem que a declaração pela qual se procede à respetiva comunicação seja objeto de rejeição, a decisão de adesão considera-se tacitamente admitida, produzindo imediatamente efeitos.

Artigo 9.º
Pagamento da compensação anual

1 - Iniciados os efeitos da respetiva decisão de adesão, os titulares dos centros eletroprodutores eólicos com regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, ou os terceiros previstos no n.º 2 do artigo anterior, consoante o caso, devem pagar à entidade onerada com a obrigação legal de aquisição de eletricidade produzida em regime especial os montantes da respetiva compensação anual, calculados de acordo com a seguinte fórmula:

PMc=Cref×Pi

2 - Para efeitos de aplicação da fórmula prevista no número anterior, entende-se por:

a) «PMc» o montante da compensação anual de um dado centro eletroprodutor;

b) «Cref» o valor de referência da compensação anual;

c) «Pi» o valor da potência instalada do centro eletroprodutor constante, à data de entrada em vigor do presente decreto-lei, da respetiva licença de exploração, expresso em MW.

3 - A compensação anual deve ser paga em 12 prestações, com periodicidade mensal.

4 - O disposto no número anterior não é aplicável à compensação anual referente ao ano de 2013, a qual deve ser paga em seis prestações mensais durante o 2.º semestre de 2013.

5 - Cada prestação mensal deve ser paga nos primeiros 10 dias do mês a que a se reporta, nos moldes a regulamentar pela ERSE.

6 - No caso de mora superior a 60 dias no pagamento das prestações mensais da compensação anual, considera-se verificada uma situação de incumprimento definitivo dos pressupostos de aplicação dos regimes remuneratórios previstos no artigo 5.º, passando os produtores imediata e automaticamente para o regime de venda em mercado, salvo declaração em contrário do membro do governo responsável pela área da energia, caso em que a entidade onerada com a obrigação legal de aquisição de eletricidade produzida em regime especial deve deduzir o valor das prestações mensais em falta dos montantes a pagar ao titular do centro eletroprodutor pela eletricidade aí produzida, acrescido de juros de mora à taxa legal aplicável às dívidas ao Estado e outras entidades públicas.

7 - A obrigação de pagamento da compensação anual extingue-se no dia 31 de dezembro de 2020 ou na data de cessação dos efeitos, por qualquer motivo, da licença de exploração do centro eletroprodutor, consoante a data que ocorrer em primeiro lugar.

8 - A extinção da obrigação de pagamento da compensação anual não prejudica o dever de pagamento das prestações mensais vencidas até à data em que essa extinção opera.

Artigo 10.º
Alteração de regimes remuneratórios alternativos

1 - No prazo de quatro meses após o início de produção de efeitos da respetiva decisão de adesão, os titulares dos centros eletroprodutores podem requerer a adesão a outro dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, desde que o regime pretendido tenha a mesma duração que o regime indicado na declaração mediante a qual foi comunicada a respetiva decisão de adesão.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os titulares dos centros eletroprodutores devem apresentar um requerimento junto da DGEG, contendo, com as devidas adaptações, as menções e elementos previstos no n.º 4 do artigo 8.º, aplicando-se o disposto no n.º 5 do mesmo artigo.

3 - A inobservância do prazo estabelecido no n.º 1, a falta de apresentação dos elementos ou esclarecimentos previstos no n.º 5 do artigo 8.º, no prazo aí fixado, ou a solicitação de adesão a um regime com duração distinta do regime indicado na declaração mediante a qual foi comunicada a decisão de adesão constituem fundamentos de rejeição do requerimento pela DGEG.

4 - Decorrido o prazo de 30 dias, que pode ser suspenso ao abrigo do n.º 5 do artigo 8.º, após a apresentação do requerimento referido no n.º 2, sem que este seja objeto de rejeição, considera-se que o mesmo foi tacitamente deferido.

Artigo 11.º
Impossibilidade de transição para o regime de mercado

Os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que declarem aderir a um dos regimes remuneratórios alternativos previsto nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, nos termos estabelecidos nos artigos anteriores, não podem optar por aderir ao regime de venda em mercado da eletricidade produzida pelos respetivos centros eletroprodutores, seja no decurso dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º, seja no decurso do período adicional de cinco ou sete anos, consoante os casos, após o termo desses prazos.

Artigo 12.º
Não adesão aos regimes remuneratórios alternativos para o período adicional

1 - Os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que não tenham comunicado a sua decisão de adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º ou cuja declaração tendente à comunicação dessa decisão tenha sido rejeitada ficam sujeitos à aplicação, no período adicional de 5 anos após o termo dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º, da tarifa prevista no n.º 3 do artigo 3.º.

2 - Os titulares dos centros eletroprodutores referidos no número anterior podem, em qualquer momento, optar por aderir ao regime de remuneração em mercado, mediante comunicação dirigida à DGEG, nos termos e com os efeitos previstos nos números seguintes.

3 - Caso exerçam a opção referida no número anterior após os primeiros seis meses de vigência do presente decreto-lei e antes do termo dos prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º ou do período adicional referido no n.º 1, os titulares dos centros eletroprodutores devem partilhar com o SEN os benefícios resultantes do regime remuneratório aplicado à respetiva instalação após a data da entrada em vigor do presente decreto-lei e até à transição para o regime de venda em mercado, mediante o pagamento de uma compensação.

4 - O modo de transição de regime remuneratório, a fórmula de cálculo da compensação referida no número anterior e o regime aplicável à sua liquidação e pagamento são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

5 - A transição para o regime de venda em mercado é definitiva, determinando a caducidade da licença de estabelecimento ou de produção do centro eletroprodutor e obrigando à emissão de nova licença enquadrada no novo regime.

6 - O pedido de emissão da licença prevista no número anterior deve ser acompanhado de documento comprovativo do pagamento da compensação referida no n.º 3, sob pena de rejeição liminar do pedido.

7 - O presente artigo não produz efeitos caso os titulares de todos os centros eletroprodutores eólicos com regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, comuniquem a sua decisão de adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, e a referida decisão produza os seus efeitos ao abrigo do n.º 7 do artigo 8.º.

Artigo 13.º
Cessação de atividade

A extinção da licença de estabelecimento ou de produção dos centros eletroprodutores eólicos com regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, por motivo imputável aos respetivos titulares, durante os prazos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º ou durante o período adicional de cinco ou sete anos após o termo desses prazos, obsta à emissão de nova licença tendente a legitimar a atividade desses centros eletroprodutores, em qualquer regime remuneratório, salvo se, no caso dos centros eletroprodutores referidos no n.º 1 do artigo anterior, aquela cessação ocorrer durante o período de seis meses após a entrada em vigor do presente decreto-lei ou a emissão da nova licença for precedida do pagamento da compensação prevista no n.º 3 do mesmo artigo.

Capítulo III
Centros eletroprodutores com regime anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro

Artigo 14.º
Alteração ao anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio

O anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, passa a ter a seguinte redação:

«Anexo II

1 - [...].

2 - [...].

3 - [...].

4 - [...].

5 - [...].

6 - [...].

7 - [...].

8 - [...].

9 - [...].

10 -[...].

11 -[...].

12 -[...].

13 -[...].

14 -[...].

15 -[...].

16 -[...].

17 -[...].

18 -[...].

19 -[...].

20 - [...].

21 - Para além dos casos de prorrogação previstos na alínea b) do número anterior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode, a requerimento do titular do centro eletroprodutor apresentado até três meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 35/2013, e sob proposta de decisão da DGEG, autorizar a extensão dos limites fixados na alínea a) do número anterior até ao limite máximo dos primeiros 44 GWh entregues à rede, durante os primeiros 20 anos a contar do início do fornecimento de eletricidade à rede, contanto estejam reunidos os seguintes pressupostos:

a) Estejam em causa centrais eólicas cuja capacidade de injeção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público tenha resultado de concursos públicos promovidos ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro;

b) O valor do respetivo montante remuneratório seja para os efeitos especificamente previstos nesta alínea, alterado para montante inferior, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, podendo a referida alteração ser complementada ou substituída pela realização, igualmente para os efeitos previstos nesta alínea, de uma compensação ao Sistema Elétrico Nacional (SEN);

c) A alteração proposta ao abrigo da alínea anterior traduza uma partilha, entre os centros eletroprodutores e o SEN dos benefícios resultantes da extensão dos limites fixados na alínea a) do número anterior, tendo em conta designadamente a evolução dos preços de mercado prevista no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, elaborado pela DGEG.

22 - Nos casos de prorrogação previstos na alínea b) do n.º 20, bem como nos demais casos de prorrogação a que se refere o número anterior, os parâmetros de valorização da tarifa serão os vigentes à data da prorrogação e o IPCref o do mês anterior ao da prorrogação.

23 - Sem prejuízo do disposto no n.º 21, atingidos os limites estabelecidos no n.º 20, a eletricidade produzida pelas centrais é vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso dessas centrais ao sistema de certificados verdes que, à data e nos termos da lei, possa eventualmente existir.

24 - [Anterior n.º 23].

25 - [Anterior n.º 24].

26 - [Revogado].

27 - Sem prejuízo do disposto no n.º 30, os valores referidos no presente anexo, incluindo os dos limites máximos deles constantes, devem ser revistos mediante decreto-lei, com a regularidade que for julgada conveniente, de forma a refletir, designadamente, a atualização dos custos de investimento e exploração para cada tecnologia, a inflação e o preço da energia, bem como a assegurar a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN.

28 - [Anterior n.º 27].

29 - [Anterior n.º 28].

30 - [Anterior n.º 29].»

Artigo 15.º
Possibilidade de adesão a regimes remuneratórios alternativos

1 - Os titulares dos centros eletroprodutores eólicos que reúnam os pressupostos referidos no n.º 21 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação conferida pelo presente

decreto-lei, podem, em alternativa à faculdade aí prevista, solicitar ao membro do Governo responsável pela área da energia, no prazo de 30 dias a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei, a respetiva adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º, a vigorar após a verificação de um dos limites fixados na alínea a) do n.º 20 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio.

2 - A adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º implica o pagamento de uma compensação anual ao SEN com o valor de referência previsto no n.º 1 do artigo 5.º, durante o período de oito anos estabelecido nesse número, bem como a aplicação aos centros eletroprodutores que procedam à mencionada adesão do disposto nos n.os 4 a 10 do artigo 5.º, no n.º 2 do artigo 8.º e nos artigos 9.º e 10.º.

3 - Durante o prazo de dois anos a contar da entrada em vigor do presente decreto-lei, os titulares referidos no n.º 1 que não tenham procedido à comunicação aí prevista mantêm a possibilidade de requerer a respetiva adesão a um dos regimes remuneratórios previstos nos n.os 2 e 3 do artigo 5.º.

4 - Nos casos previstos no número anterior, a adesão produz efeitos a partir do primeiro dia do ano civil em que é deferida, implicando o pagamento de uma compensação anual ao SEN com o valor de referência previsto no n.º 1 do artigo 5.º, durante o período de oito anos após o início de efeitos da adesão, determinando a aplicação aos centros eletroprodutores que procedam à adesão do disposto, com as devidas adaptações, nos n.os 4 a 10 do artigo 5.º, no n.º 2 do artigo 8.º e no artigo 9.º.

5 - Os pedidos de adesão apresentados nos termos previstos nos n.os 1 e 3 observam, com as devidas adaptações, o disposto nos n.os 4 a 6 do artigo 8.º, estando sujeitos a decisão, a proferir no prazo de 30 dias, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta, designadamente, a evolução dos preços de mercado prevista no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, elaborado pela DGEG.

Artigo 16.º
Impossibilidade de transição para o regime de mercado e cessação de atividade

1 - Os titulares dos centros eletroprodutores com regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, para os quais seja autorizada a extensão dos limites previstos na alínea a) do n.º 20 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação conferida pelo presente decreto-lei, ou que tenham exercido a faculdade de adesão prevista no artigo anterior, não podem optar por vender em mercado a eletricidade produzida pelos respetivos centros, enquanto não atingirem os referidos limites ou decorrer o período de aplicação do regime remuneratório alternativo aplicável, respetivamente.

2 - A extinção da licença de estabelecimento ou de produção dos centros eletroprodutores referidos no número anterior, por motivo imputável aos respetivos titulares e durante a vigência do disposto nesse número, obsta à emissão de nova licença tendente a legitimar a atividade dos centros eletroprodutores, em qualquer regime remuneratório.

Capítulo IV
Disposições finais

Artigo 17.º
Afetação dos montantes das compensações

Os montantes da compensação anual prevista no n.º 1 do artigo 5.º, bem como das compensações referidas no n.º 3 do artigo 12.º e nos n.os 2 e 4 do artigo 15.º do presente decreto-lei, bem como no n.º 21 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação conferida pelo presente diploma, constituem receitas destinadas a mitigar o impacto nos clientes

finais de eletricidade dos sobrecustos anuais resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis em regime de tarifa garantida, nos termos a definir pela ERSE, no âmbito da sua competência regulamentar.

Artigo 18.º
Alteração ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro

O artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 3.º
[...]

1 - O valor final resultante da aplicação das fórmulas de cálculo constantes do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, pode ser alterado para valor inferior, mediante proposta do produtor, aceite pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

2 - [...].

3 - [...].

4 - [...].

5 - [...].»

Artigo 19.º
Regulamentação

As matérias definidas no presente decreto-lei são objeto de regulamentação por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, na medida em que tal seja necessário à sua aplicação.

Artigo 20.º
Norma revogatória

1 - São revogados os n.os 3, 4 e 5 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro.

2 - É igualmente revogado o n.º 26 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio.

Artigo 21.º
Republicação

É republicado, em anexo ao presente decreto-lei, do qual faz parte integrante lei, o anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, com a redação atual.

Artigo 22.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Anexo
(a que se refere o artigo 21.º)

Republicação do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio

«Anexo II

1 - As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.ºs 189/88, de 27 de maio, e 312/2001, de 10 de dezembro, adiante designadas por centrais renováveis, serão remuneradas pelo fornecimento da eletricidade entregue à rede através da fórmula seguinte:

$$VRD_m = \left\{ KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \left[\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}\right] \times \left[\frac{1}{1-LEV}\right] \right\}$$

2 - Na fórmula do número anterior:

a) VRD_m é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

b) $KMHO_m$ é um coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tenha sido fornecida;

c) $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

d) $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

e) $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

f) IPC_{m-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1;

g) Z é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

h) IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;

i) LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

3 - Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, as centrais renováveis deverão decidir, no ato do licenciamento, se optam ou não por ela, com exceção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

4 - Para as centrais renováveis que, no ato de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO, este tomará o seguinte valor:

$$KMHO = \frac{[KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}]}{[ECR_m]}$$

5 - Na fórmula do número anterior:

a) $KMHO_{pc}$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, e instalações de bombagem;

b) $ECR_{pc,m}$ é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m, expressa em kilowatts-hora;

c) $KMHO_v$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio;

d) $ECR_{v,m}$ é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m, expressa em kilowatts-hora;

e) ECR_m é a eletricidade produzida pela central renovável no mês m, expressa em kilowatts-hora.

6 - Para as centrais renováveis que, no ato de licenciamento e nos termos do n.º 3, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

7 - Para efeitos do disposto no n.º 3, considera-se que:

a) No período de hora legal de inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

b) No período de hora legal de verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

8 - O valor de $PF(VRD)_m$, previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m}$$

9 - Na fórmula do número anterior:

a) $PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para$PF(VRD)_m$, o qual:

i) Deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção;

ii) Toma o valor de € 5,44 por kilowatts-hora por mês;

iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

b) $COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

c) $POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m, expressa em kilowatts.

10 -O valor de $COEF_{pot,m}$previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m / POT_{dec}}{0{,}80 \times 24 \times NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}}$$

11 -Na fórmula do número anterior:

a) $NHP_{ref,m}$ é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês m, o qual é avaliado pelo quocienteECR_m / POT_{dec};

b) $NHO_{ref,m}$ é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m, de $COEF_{pot,m}$, o qual é avaliado pelo produto $0{,}80 \times 24 \times NDM_m'$;

c) POT_{dec} é a potência da central, declarada pelo produtor no ato de licenciamento, expressa em kilowatts-hora;

d) NDM_m é o número de dias do mês m, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor 30.

12 - O valor de $POT_{med,m}$, previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$POT_{med,m} = \min\left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}\right)$$

13 - O valor de PV(VRD)m, previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m$$

14 - Na fórmula do número anterior, $PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$, o qual:

a) Deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;

b) Toma o valor de € 0,036/kilowatts-hora;

c) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

15 - O valor de $PA(VRD)_m$, previsto no n.º 1, é aplicado de acordo com o disposto no n.º 17, sendo calculado através da seguinte fórmula:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m$$

16 - Na fórmula do número anterior:

a) $ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual:

   i) Deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;

   ii) Toma o valor de 2*10-5 €/g;

   iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

b) CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kilowatts-hora e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

17 - O parâmetro LEV, previsto no n.º 1, toma os seguintes valores:

a) 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;

b) 0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

18 - O coeficiente Z, aplicável aos seguintes tipos de centrais, assume, para os respetivos regimes de funcionamento anual, os seguintes valores:

a) Para as centrais eólicas—4,6;

b) Para as centrais hídricas:

i) Com POT_{dec} até 10 MW, inclusive—4,5;

ii) Com POT_{dec} entre 10 MW e 30 MW—valor definido na subalínea i) subtraído de 0,075 por cada megawatt adicional face ao limite superior definido na subalínea i);

iii) Com POT_{dec} superior a 30 MW—valor a definir em portaria do ministro que tutela a DGGE;

iv) Instalações de bombagem—0;

c) Para as centrais de energia solar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:

i) Instalações fotovoltaicas com potência inferior ou igual a 5 kW, com exceção das previstas na alínea d)—52;

ii) Instalações fotovoltaicas com potência superior a 5 kW—35;

iii) Instalações termoelétricas com potência inferior ou igual a 10 MW—29,3;

iv) Instalações termoelétricas com potência superior a 10 MW—o fator Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projeto, entre o valor de 15 e 20;

d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 50 MW:

i) Com potência inferior ou igual a 5 kW—55;

ii) Com potência superior a 5 kW e inferior ou igual a 150 kW—40;

e) Para as centrais de biomassa cujo combustível até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 250 MW, seja:

i) Biomassa florestal residual—8,2;

ii) Biomassa animal—7,5;

f) Para as centrais de valorização energética de biogás:

i) Na vertente de digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU), de lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR) e de efluentes e resíduos provenientes da agropecuária e da indústria agroalimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW—9,2;

ii) Na vertente de gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW—7,5;

iii) Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nas subalíneas i) e ii) anteriores—3,8;

g) Para as centrais de valorização energética, na vertente de queima, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:

i) De resíduos sólidos urbanos indiferenciados (RSU)—1;

ii) De combustíveis derivados de resíduos (CdR)—3,8;

h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas:

i) Para os projetos de demonstração de conceito, até um limite de 4 MW de potência por projeto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW—28,4;

ii) Para os projetos em regime pré-comercial, até um limite de 20 MW por projeto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 100 MW, o fator Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projeto, entre o valor de 16 e 22;

iii) Para os projetos em regime comercial, o fator Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projeto:

1) Aos primeiros 100 MWe até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 300 MW entre 8 e 16;

2) Aos 150 MW seguintes e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 600 MW entre 6 e 10;

3) Quando superados os limites de potência estabelecidos nos números anteriores—4,6;

i) Para as instalações relativas às tecnologias renováveis não referidas nas alíneas anteriores ou quando os limites de potência instalada a nível nacional previstos nas alíneas anteriores forem ultrapassados, o coeficiente Z assume o valor 1, sem prejuízo do disposto no n.º 19.

19 - Novos tipos de tecnologias e correspondentes valores, bem como, a título excecional, projetos que sejam reconhecidos como de interesse nacional pelas suas características inovadoras, podem ser objeto de atribuição de um coeficiente Z diferente do que seria aplicável à correspondente tecnologia mediante portaria do membro do Governo que tutele a DGGE.

20 - O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, determinado com base num fator de potência de 0,98:

a) Para as centrais eólicas, aos primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

b) Para as centrais hídricas, aos primeiros 52 GWh entregues à rede, por megawatt de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 20 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede que poderá, em casos excecionais devidamente fundamentados, ser prorrogado por mais cinco anos, mediante despacho do membro do Governo que tutela a área da energia, a requerimento do promotor interessado;

c) Para as centrais de energia solar, durante os primeiros 21 GWh entregues à rede por megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

d) Para as centrais solares termoelétricas e centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

e) Para as centrais cujo combustível seja biomassa florestal residual ou biomassa animal, durante os primeiros 25 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

f) Para as centrais de valorização energética de biogás, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

g) Para todas as centrais de valorização energética, na vertente de queima, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede;

i) Para as instalações relativas às energias renováveis não referidas nas alíneas anteriores, durante os primeiros 12 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede.

21 - Para além dos casos de prorrogação previstos na alínea b) do número anterior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode, a requerimento do titular do centro eletroprodutor apresentado até três meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 35/2013, e sob proposta de decisão da DGEG, autorizar a extensão dos limites fixados na alínea a) do número anterior até ao limite máximo dos primeiros 44 GWh entregues à rede, durante os primeiros 20 anos a contar do início do fornecimento de eletricidade à rede, contanto estejam reunidos os seguintes pressupostos:

a) Estejam em causa centrais eólicas cuja capacidade de injeção de potência na Rede Elétrica de Serviço Público tenha resultado de concursos públicos promovidos ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro;

b) O valor do respetivo montante remuneratório seja para os efeitos especificamente previstos nesta alínea, alterado para montante inferior, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, podendo a referida alteração ser complementada ou substituída pela realização, igualmente para os efeitos previstos nesta alínea, de uma compensação ao Sistema Elétrico Nacional (SEN);

c) A alteração proposta ao abrigo da alínea anterior traduza uma partilha, entre os centros eletroprodutores e o SEN dos benefícios resultantes da extensão dos limites fixados na alínea a) do número anterior, tendo em conta designadamente a evolução dos preços de mercado prevista no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, elaborado pela DGEG.

22 - Nos casos de prorrogação previstos na alínea b) do n.º 20, bem como nos demais casos de prorrogação a que se refere o número anterior, os parâmetros de valorização da tarifa serão os vigentes à data da prorrogação e o IPC_{ref} o do mês anterior ao da prorrogação.

23 - Sem prejuízo do disposto no n.º 21, atingidos os limites estabelecidos no n.º 20, a eletricidade produzida pelas centrais é vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso dessas centrais ao sistema de certificados verdes que, à data e nos termos da lei, possa eventualmente existir.

24 - As condições relativas à energia reativa a fornecer pelos produtores serão estabelecidas nos regulamentos da rede de distribuição e transporte.

25 - As centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.ºs 189/88, de 27 de maio, e 312/2001, de 10 de dezembro, poderão requerer a integração no regime de remuneração resultante da aplicação das fórmulas contidas no presente anexo, sendo que o IPC_{ref} a considerar será o do mês anterior à decisão do diretor-geral de Geologia e Energia que aprovar o pedido, sem prejuízo da contagem dos prazos a partir da atribuição da licença de exploração, nos termos previstos no n.º 20.

26 - [Revogado].

27 - Sem prejuízo do disposto no n.º 30, os valores referidos no presente anexo, incluindo os dos limites máximos deles constantes, devem ser revistos mediante decreto-lei, com a regularidade que for julgada conveniente, de forma a refletir, designadamente, a atualização dos custos de

investimento e exploração para cada tecnologia, a inflação e o preço da energia, bem como a assegurar a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN.

28 - Para centrais eólicas, tendo presente a conveniência de refletir uma repartição dos benefícios globais que lhe são inerentes a nível nacional e local, é devida aos municípios, pelas empresas detentoras das licenças de exploração de parques eólicos, uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade recetora da eletricidade produzida, em cada instalação, nos seguintes termos:

a) Quando as instalações licenciadas estejam instaladas em mais de um município, a renda é repartida proporcionalmente à potência instalada em cada município;

b) Nos casos em que as empresas detentoras das licenças de exploração tenham celebrado quaisquer acordos ou contratos com as autarquias locais em cuja área estão implantadas, a título de compensação pela respetiva exploração, aplicar-se-á o seguinte:

   i) Manutenção da situação atual contratualizada, se esse pagamento for previsionalmente igual ou superior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central;

   ii) Prevalência do disposto neste diploma, em caso de opção da autarquia, caso tal pagamento for previsionalmente inferior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central.

29 - A entidade concessionária da RNT, com o apoio das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição de eletricidade em média e alta tensões, proporá à aprovação da Direção-Geral da Energia um manual de procedimentos para aplicação do presente anexo, o qual deverá ser apenso aos contratos celebrados ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de maio, e 312/2001, de 10 de dezembro.

30 - A remuneração resultante da aplicação dos critérios de fixação da remuneração constantes do presente anexo é garantida a todos os promotores que obtenham licença de estabelecimento após a entrada em vigor do presente anexo, desde que lhes seja atribuída licença de exploração no prazo de três anos após a data de emissão da referida licença de estabelecimento para as PCH (pequenas centrais hídricas) e no prazo de dois anos para as restantes tecnologias.»

GÁS

Bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG)

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES GERAIS 353
CAPÍTULO II ORGANIZAÇÃO, REGIME DE ATIVIDADES E FUNCIONAMENTO 360
SECÇÃO I COMPOSIÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 360
SECÇÃO II REGIME DE EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL E REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS 362
Subsecção I Disposições gerais 362
Subsecção II Receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito 366
Subsecção III Armazenamento subterrâneo de gás 367
Subsecção IV Transporte de gás 369
Subsecção V Distribuição de gás 375
SECÇÃO III COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS 379
Subsecção II Comercializador do Sistema Nacional de Gás 387
Subsecção III Comercialização de último recurso 388
SECÇÃO IV OPERAÇÃO DE MERCADOS ORGANIZADOS DE GÁS 391
SECÇÃO V PRODUÇÃO DE GASES DE ORIGEM RENOVÁVEL 392
SECÇÃO VI CONSUMIDORES 395
SECÇÃO VII LICENÇAS PARA UTILIZAÇÃO PRIVATIVA DE GÁS E PARA A EXPLORAÇÃO DE POSTOS DE ENCHIMENTO 396
SECÇÃO VIII GESTÃO DO RISCO 398
SECÇÃO IX PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO 399
CAPÍTULO III PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO E DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS E GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 400
SECÇÃO I PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO 400
SECÇÃO II PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS 402
CAPÍTULO IV SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO 403
CAPÍTULO V REGULAÇÃO 409
SECÇÃO I DISPOSIÇÕES E ATRIBUIÇÕES GERAIS 409
SECÇÃO II SISTEMA TARIFÁRIO 412
SECÇÃO III REGULAMENTAÇÃO 413
CAPÍTULO VI INDEPENDÊNCIA E CERTIFICAÇÃO 417
SECÇÃO I OPERADOR DE TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO E OPERADOR DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO 417
SECÇÃO II TRANSPORTE 420
Subsecção I Operador de transporte independente 425
SECÇÃO III DISTRIBUIÇÃO 432
SECÇÃO IV COMERCIALIZAÇÃO 434
CAPÍTULO VII REGIÕES AUTÓNOMAS 434

CAPÍTULO VIII ALTERAÇÃO AO DECRETO-LEI N.º 172/2006, DE 23 DE AGOSTO 435
CAPÍTULO IX DISPOSIÇÕES COMPLEMENTARES, TRANSITÓRIAS E FINAIS 436
Anexo I (a que se referem o n.º 3 do artigo 15.º e o n.º 6 do artigo 31.º) 439
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 439
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 441
CAPÍTULO III SOCIEDADE CONCESSIONÁRIA 443
CAPÍTULO IV CONSTRUÇÃO, PLANEAMENTO, REMODELAÇÃO E EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS 444
CAPÍTULO V EXPLORAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS 445
CAPÍTULO VI GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS, PLANEAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO E SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO 448
CAPÍTULO VII GARANTIAS E FISCALIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES DA CONCESSIONÁRIA 453
CAPÍTULO VIII MODIFICAÇÕES OBJETIVAS E SUBJETIVAS DA CONCESSÃO 454
CAPÍTULO IX CONDIÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA DA CONCESSIONÁRIA 455
CAPÍTULO X INCUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 456
CAPÍTULO XI EXTINÇÃO DA CONCESSÃO 458
CAPÍTULO XII DISPOSIÇÕES DIVERSAS 461
Anexo II (a que se refere o n.º 3 do artigo 15.º) 461
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 462
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 464
CAPÍTULO III SOCIEDADE CONCESSIONÁRIA 466
CAPÍTULO IV CONSTRUÇÃO, PLANEAMENTO, REMODELAÇÃO E EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS 467
CAPÍTULO V EXPLORAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS 468
CAPÍTULO VI GARANTIAS E FISCALIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES DA CONCESSIONÁRIA 471
CAPÍTULO VII MODIFICAÇÕES OBJETIVAS E SUBJETIVAS DA CONCESSÃO 472
CAPÍTULO VIII CONDIÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA DA CONCESSIONÁRIA 473
CAPÍTULO IX INCUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 474
CAPÍTULO X SUSPENSÃO E EXTINÇÃO DA CONCESSÃO 476
CAPÍTULO XI DISPOSIÇÕES DIVERSAS 479
Anexo III (a que se refere o n.º 3 do artigo 15.º) 480
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 480
CAPÍTULO II BENS E MEIOS 482
CAPÍTULO III SOCIEDADE CONCESSIONÁRIA 484
CAPÍTULO IV CONSTRUÇÃO, PLANEAMENTO, REMODELAÇÃO E EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS 485
CAPÍTULO V EXPLORAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS 486
CAPÍTULO VI GARANTIAS E FISCALIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES DA CONCESSIONÁRIA 489
CAPÍTULO VII MODIFICAÇÕES OBJETIVAS E SUBJETIVAS DA CONCESSÃO 490
CAPÍTULO VIII CONDIÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA DA CONCESSIONÁRIA 491

CAPÍTULO IX INCUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 492
CAPÍTULO X SUSPENSÃO E EXTINÇÃO DA CONCESSÃO 494
CAPÍTULO XI DISPOSIÇÕES DIVERSAS 497
Anexo IV (a que se refere o n.º 3 do artigo 15.º) 498
CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 498
CAPÍTULO II BENS E MEIOS AFETOS À CONCESSÃO 500
CAPÍTULO III SOCIEDADE CONCESSIONÁRIA 501
CAPÍTULO IV CONSTRUÇÃO, PLANEAMENTO, REMODELAÇÃO E EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS 503
CAPÍTULO V EXPLORAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS 504
CAPÍTULO VI GARANTIAS E FISCALIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES DA CONCESSIONÁRIA 507
CAPÍTULO VII MODIFICAÇÕES OBJETIVAS E SUBJETIVAS DA CONCESSÃO 508
CAPÍTULO VIII CONDIÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA DA CONCESSIONÁRIA 508
CAPÍTULO IX INCUMPRIMENTO DO CONTRATO DE CONCESSÃO 509
CAPÍTULO X SUSPENSÃO E EXTINÇÃO DA CONCESSÃO 511
CAPÍTULO XI DISPOSIÇÕES DIVERSAS 514
Anexo V (a que se referem a alínea b) do n.º 5 e o n.º 11 do artigo 51.º) 514
Anexo VI (a que se refere a alínea a) do n.º 1 do artigo 70.º) 515

Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto

Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692.

Nota: Artigo 159.º: 1 — As referências ou remissões feitas ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual e ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual, consideram-se efetuadas para o presente decreto-lei; 2 — As referências ou remissões feitas ao Sistema Nacional de Gás Natural consideram-se efetuadas para o Sistema Nacional de Gás.

O XXII Governo constitucional assumiu como primeiro desafio estratégico da sua governação enfrentar as alterações climáticas, garantindo uma transição energética justa e eficaz.

O território e o país têm uma particular vulnerabilidade às alterações climáticas e aos seus efeitos, sentindo-os já no presente. Em resposta à necessidade de combate das alterações climáticas, Portugal assumiu logo em 2016 o objetivo de atingir a neutralidade carbónica até 2050, objetivo inscrito no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. A estratégia para a implementação nesta década, por sua vez, foi inscrita no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030.

Em Portugal, correspondendo ao setor energético a maior fatia de emissões de gases de efeito de estufa, a transição energética - de fontes de energia fósseis para fontes de energia renovável - assume um papel fundamental no cumprimento do compromisso de neutralidade carbónica. A eletrificação dos consumos, em conjunto com a descarbonização do setor elétrico por recurso a mais e mais diversificadas fontes de energia renovável para a produção de eletricidade, têm um contributo singular a oferecer ao combate às alterações climáticas.

Existem, no entanto, consumidores de gás natural para os quais a eletrificação pode não se revelar uma opção viável, por atualmente disporem de poucas opções tecnológicas alternativas e onde a eletrificação no curto-médio prazo pode não ser a melhor opção em termos de custo-benefício. São, a título de exemplo, os casos das indústrias com grandes necessidades de energia térmica, como as siderúrgicas, cerâmicas e vidreira.

A manutenção de um sistema elétrico nacional fiável, assegurando fornecimentos aos cidadãos e às empresas, exige, por enquanto, a existência de centros eletroprodutores movidos a gás natural, que constituem uma salvaguarda do sistema, numa fase de transição. Assim, importa também descarbonizar progressivamente o setor do gás.

A descarbonização do setor do gás atinge-se garantindo, a cada momento, a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no sistema, respeitando os constrangimentos técnicos e físicos do Sistema Nacional de Gás (SNG). O biometano e o hidrogénio, gerados a partir de fontes de energia renovável como a biomassa ou a eletrólise da água e incorporados no combustível circulante na rede pública de gás, asseguram assim a continuidade do fornecimento de gás e a progressiva descarbonização do setor. A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono contribui também para que as redes concessionadas não se tornem ociosas, permitindo a continuidade da sua utilização.

A par dos operadores das redes públicas do setor, o presente decreto-lei prevê um novo ator no mercado do gás, do lado da produção.

Portugal é tradicionalmente um país importador de energia numa economia fóssil, não dispondo de recursos em território nacional que assegurem as suas necessidades, com os associados desafios de dependência externa e soberania energética. O combate às alterações climáticas e a descarbonização do setor energético têm-se revelado um instrumento fundamental para a inversão desse paradigma: Portugal é hoje um dos países com maior incorporação de fontes de

energia renovável no seu mix energético, reduzindo a dependência da importação de fontes de energia fósseis ou de energia para alimentar as suas necessidades.

Os gases de origem renovável têm o potencial de completar a inversão do paradigma energético importador português. Com efeito, a produção de gases de origem renovável, em particular do hidrogénio, tem um evidente potencial exportador, atendendo à procura externa por estes gases nos países intensamente industrializados da Europa central e do Norte. O desafio que aqueles países enfrentam - a falta de recursos endógenos, em quantidade e qualidade, que possam ser afetos à produção de gases de origem renovável - são justamente os fatores de produção abundantes em Portugal, apresentando condições muito favoráveis à criação de um cluster industrial, focado na produção de gases de origem renovável. O reconhecimento crescente dos gases renováveis, em particular do hidrogénio, como oportunidade e vetor energético moderno, limpo e versátil, promove uma transição energética que aposta no desenvolvimento económico nacional, aliando competitividade e sustentabilidade.

A produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono é criada como uma atividade liberalizada, com baixos requisitos administrativos e com regulação adequada à garantia da segurança do abastecimento do SNG. Neste enquadramento, o produtor de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono poderá, no entanto, destinar o seu produto a qualquer fim, como o autoconsumo, injeção na rede pública de gás, fornecimento por cisterna a qualquer consumidor industrial ou particular, exportação, aplicação ao setor dos transportes, entre outros.

O presente decreto-lei cria ainda as condições regulatórias para a definição das quotas de incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono, como instrumento fundamental para atingir a neutralidade carbónica em 2050. Tem-se demonstrado que em países com boa cobertura de rede de gás natural, como o setor do gás em Portugal, permitem desde já incorporações controladas de outros gases nas infraestruturas, sem necessidade de ajuste e investimentos adicionais significativos. Os operadores das infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL e da rede nacional de distribuição ficam agora confiados da missão de desenvolver as suas concessões e os investimentos necessários para a crescente incorporação de gases de origem renovável, em linha com as necessidades do mercado e de combate às alterações climáticas. Os planos de desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, que presidem à definição dos investimentos e das infraestruturas necessárias ao desenvolvimento das redes, são também eles sujeitos nos termos da legislação aplicável a Avaliação Ambiental Estratégica, com vista a detetar os efeitos significativos para o ambiente que o seu cumprimento possa envolver. Assim assegura-se que a conceção, a construção e a operação das infraestruturas de rede são, elas mesmas, compatíveis com a política climática.

A par da obrigação dos consumidores consumirem uma determinada quota de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono - e da correspetiva obrigação dos comercializadores assegurarem, no seu aprovisionamento, o fornecimento das quantidades de gases de origem renováveis necessárias ao cumprimento de tal obrigação -, o comercializador de último recurso grossista passa, com o presente decreto-lei, a ter a função de facilitador entre a produção e a comercialização, assegurando a aquisição dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono que lhe sejam requisitados pelos demais agentes do mercado para o cumprimento das quotas mínimas de incorporação. Essa compra para revenda poderá ser alavancada num mecanismo de subsidiação, sujeito à concorrência, que tenda a aproximar ou igualar o preço dos outros gases ao do gás natural, sendo o diferencial financiado, de forma a não onerar os consumidores. Não obstante, qualquer agente do mercado poderá, em condições de mercado, adquirir ou produzir os gases necessários ao seu aprovisionamento.

Foram ouvidos o órgão de governo próprio da Região Autónoma dos Açores e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Foi promovida a audição dos órgãos de governo próprio da Região Autónoma da Madeira e do Conselho Nacional do Consumo.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Capítulo I
Disposições gerais

Artigo 1.º
Objeto

1 - O presente decreto-lei estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG).

2 - O presente decreto-lei estabelece, ainda, os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

3 - O presente decreto-lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança.

4 - O presente decreto-lei procede à transposição da Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.

5 - O presente decreto-lei incorpora a disciplina do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual, que transpuseram para a ordem jurídica nacional a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2009.

6 - O presente decreto-lei incorpora, ainda, a disciplina do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual.

7 - O presente decreto-lei estabelece o regime aplicável à injeção de outros gases na rede nacional de gás, atendendo às metas constantes do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC).

8 - O presente decreto-lei procede ainda à décima segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.os 237-B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, e 215-B/2012, de 8 de outubro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e pelos Decretos-Leis n.os 38/2017, de 31 de março, e 152-B/2017, de 11 de dezembro, e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro

Artigo 2.º
Âmbito de aplicação

1 - O presente decreto-lei aplica-se a todo o território nacional, sem prejuízo do disposto no capítulo VII.

2 - Salvo menção expressa no presente decreto-lei, as referências à organização, ao funcionamento e ao regime das atividades que integram o SNG reportam-se ao continente.

3 - O disposto no número anterior não prejudica, ao nível nacional, a unidade e a integração do SNG.

4 - O presente decreto-lei não é aplicável aos gases derivados de petróleo.

Artigo 3.º
Definições

Para os efeitos do presente decreto-lei, entende-se por:

a) «AdC», a Autoridade da Concorrência;

b) «Alta pressão» ou «AP», a pressão superior a 20 bar;

c) «Armazenamento», a atividade de constituição de reservas de gás em cavidades subterrâneas ou reservatórios especialmente construídos e licenciados para o efeito;

d) «Baixa pressão» ou «BP», a pressão inferior a 4 bar;

e) «Cliente», o cliente grossista ou o cliente retalhista ou o consumidor;

f) «Cliente doméstico», o consumidor que compra gás para uso doméstico, excluindo atividades comerciais ou profissionais;

g) «Cliente final» ou «Consumidor», o cliente que compra gás para consumo próprio;

h) «Cliente final economicamente vulnerável», a pessoa singular beneficiária da tarifa social de fornecimento de gás natural;

i) «Cliente grossista», a pessoa singular ou coletiva distinta dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição que compra gás para efeitos de revenda;

j) «Cliente retalhista», a pessoa singular ou coletiva que compra gás não destinado a utilização própria, que comercializa gás em infraestruturas de venda a retalho, designadamente de venda automática, com ou sem entrega ao domicílio dos clientes;

k) «Comercialização», a compra e a venda de gás para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou em mercados organizados;

l) «Comercializador», a entidade registada para a comercialização de gás;

m) «Comercializador de último recurso», a entidade titular de licença de comercialização de gás sujeita a obrigações de serviço público, nos termos do presente decreto-lei;

n) «CMVM», a Comissão do Mercado dos Valores Mobiliários;

o) «Controlo», a relação entre empresas, na aceção do Regulamento (CE) n.º 139/2004, do Conselho, de 20 de janeiro de 2004, relativo ao controlo das concentrações de empresas, decorrente de direitos, contratos ou outros meios que conferem a uma empresa, isoladamente ou em conjunto, e tendo em conta as circunstâncias de facto e de direito, a possibilidade de exercer uma influência determinante sobre outra, nomeadamente

através de direitos de propriedade, de uso ou de fruição sobre a totalidade ou parte dos ativos de uma empresa ou de direitos ou contratos que conferem uma influência determinante na composição, nas deliberações ou nas decisões dos órgãos de uma empresa;

p) «Contrato de aprovisionamento de gás a longo prazo», um contrato de fornecimento de gás com uma duração superior a 10 anos;

q) «Derivado de gás», um dos instrumentos financeiros especificados nos pontos 5, 6 ou 7 da secção C do anexo I da Diretiva n.º 2014/65/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, sempre que esteja relacionado com o gás;

r) «DGEG», a Direção-Geral de Energia e Geologia;

s) «Distribuição», a veiculação de gás em redes de distribuição de média e baixa pressões, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;

t) «Distribuição privativa», a veiculação de gás em rede alimentada por ramal ou por UAG destinada ao abastecimento de um consumidor;

u) «Empresa coligada», uma empresa na aceção do n.º 12 do artigo 2.º da Diretiva 2013/34/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2013, relativa às demonstrações financeiras atuais, às demonstrações financeiras consolidadas e aos relatórios conexos de certas formas de empresas, que altera a Diretiva 2066/43/CE do Parlamento Europeu e do Conselho e revoga as Diretivas 78/660/CEE e 83/349/CEE do Conselho, ou ainda empresas que pertençam aos mesmos acionistas;

v) «Empresa horizontalmente integrada», uma empresa que exerce pelo menos uma das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição ou comercialização de gás e ainda uma atividade não ligada ao setor do gás;

w) «Empresa verticalmente integrada», uma empresa ou um grupo de empresas em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controlo e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte ou distribuição de gás e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de gás;

x) «ERSE», a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

y) «Gás», a mistura homogénea de gás natural e outros gases, nas quotas estipuladas nos termos do presente decreto-lei, do Regulamento da RNTG e do Regulamento da RNDG, destinada à introdução no consumo;

z) «Gás natural», a mistura de compostos de hidrocarbonetos e de pequenas quantidades de vários não-hidrocarbonetos, cujo maior componente é o metano, com as características definidas na regulamentação aplicável e assegura a interoperabilidade com a rede europeia de gás natural;

aa) «Gases de baixo teor de carbono», os combustíveis gasosos produzidos a partir de um processo que utilize energia de fontes de origem não renovável, mas cujas emissões de carbono sejam inferiores a 36,4 gCO_2-eq/MJ;

bb) «Gases de origem renovável», os combustíveis gasosos produzidos a partir de processos que utilizem energia de fontes renovável na aceção da Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018;

cc) «GNL», o gás natural na forma liquefeita;

dd) «Interligação», uma conduta de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados-Membros com a finalidade de ligar as redes de transporte desses Estados-Membros ou uma conduta de transporte entre um Estado-Membro e um país terceiro até ao território ou mar territorial nacional desse Estado-Membro;

ee) «Média pressão» ou «MP», a pressão entre 4 bar e 20 bar;

ff) «Mercados organizados», os sistemas com diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de gás e de instrumentos cujo ativo subjacente seja gás ou ativo equivalente;

gg) «Operador da RNTG», a entidade responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de transporte e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de transporte de gás;

hh) «Operador de armazenamento subterrâneo de gás», a entidade que exerce a atividade de armazenamento subterrâneo de gás e é responsável, num conjunto específico de instalações, pela exploração e manutenção das capacidades de armazenamento e respetivas infraestruturas;

ii) «Operador de rede de distribuição», a entidade responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás;

jj) «Operador de terminal de GNL», a entidade que exerce a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e é responsável, num terminal de GNL, pela exploração e manutenção das capacidades de receção, armazenamento e regaseificação e respetivas infraestruturas;

kk) «Operador de transporte independente» ou «OTI», a entidade que adote as regras da subsecção i da secção ii do capítulo vi do presente decreto-lei e que, nessa qualidade, seja certificada, aprovada e designada como operador da RNTG;

ll) «Outros gases», os gases de origem renovável e os gases de baixo teor de carbono;

mm) «PDIRD», o plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição;

nn) «PDIRG», o plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT;

oo) «Plano de emergência», o instrumento aprovado em execução do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, de harmonia com os termos, procedimentos e objetivos previstos nesse Regulamento e no artigo 94.º;

pp) «Plano Nacional de Energia e Clima» ou «PNEC», o Plano Nacional de Energia e Clima, na aceção do artigo 3.º do Regulamento (UE) n.º 2018/1999, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 1999;

qq) «Polos de consumo», as zonas do território nacional não abrangidas pelas concessões de distribuição regional como tal reconhecidas pelo membro do Governo responsável pela área da energia, para efeitos de distribuição de gás sob licença;

rr) «Postos de enchimento», as instalações destinadas ao abastecimento de veículos movidos por motores alimentados por gás;

ss) «Produtor de gases de baixo teor de carbono», a pessoa singular ou coletiva registada para o exercício da atividade de produção de gases de baixo teor de carbono, nos termos do presente decreto-lei;

tt) «Produtor de gases de origem renovável», a pessoa singular ou coletiva registada para o exercício da atividade de produção de gases renováveis, nos termos do presente decreto-lei;

uu) «Receção», o recebimento de GNL para armazenamento, tratamento e regaseificação em terminais;

vv) «Rede de distribuição regional» uma parte da RNDG afeta a uma concessionária de distribuição de gás;

ww) «Rede interligada», um conjunto de redes ligadas entre si;

xx) «Rede Nacional de Distribuição de Gás» ou «RNDG», o conjunto das infraestruturas de serviço público que compõem as redes regionais de distribuição de gás em média e baixa pressão, a jusante das estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe, ou, no caso dos polos de consumo, as infraestruturas necessárias ao recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAG, a emissão de gás, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respetivas redes, incluindo ainda todas as demais infraestruturas necessárias à respetiva operação e de ligação a outras redes, a instalações de produção de outros gases ou a clientes finais;

yy) «Rede Nacional de Transporte de Gás» ou «RNTG», o conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás em alta pressão, bem como as infraestruturas para a respetiva operação, incluindo as estações de redução de pressão e medida de 1.ª classe e respetiva ligação ao consumidor ou às instalações de produção de outros gases;

zz) «Rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL» ou «RNTIAT» o conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a RNTG, as infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás e os terminais de GNL, bem como as respetivas infraestruturas de ligação à rede de transporte;

aaa) «Rede pública de gás» ou «RPG» tem o significado que lhe é dado pelo artigo 10.º;

bbb) «RMSA», o relatório de monitorização da segurança de abastecimento;

ccc) «Reservas de segurança», as quantidades armazenadas com o fim de serem libertadas para consumo a título de medida de salvaguarda e de emergência;

ddd) «Roteiro para a Neutralidade Carbónica» ou «RNC», a estratégia de longo prazo na aceção do artigo 15.º do Regulamento (UE) n.º 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 1999;

eee) «Serviços de sistema» ou «serviços auxiliares», todos os serviços necessários para o acesso e a exploração de uma rede de transporte e de distribuição de uma instalação de GNL e de uma instalação de armazenamento, com exclusão dos meios exclusivamente reservados aos operadores da rede de transporte, no exercício das suas funções;

fff) «Sistema», o conjunto de redes e de infraestruturas de receção e de entrega de gás, ligadas entre si e localizadas em Portugal, e de interligações a sistemas de gás vizinhos;

ggg) «Sistema Nacional de Gás» ou «SNG», o conjunto de princípios, organizações, agentes e infraestruturas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei no território nacional;

hhh) «Sistema Elétrico Nacional» ou «SEN», o SEN, conforme definido na legislação aplicável;

iii) «Sistemas inteligentes», os sistemas destinados à medição e gestão da informação relativa ao gás que favoreçam a participação ativa do consumidor no mercado de fornecimento de gás;

jjj) «Sistemas inteligentes de infraestrutura», os sistemas destinados à monitorização e controlo de dados e informação relativos aos ativos da RNTIAT e RNDG que favoreçam a gestão da infraestrutura do SNG;

kkk) «Terminal de GNL», o conjunto das infraestruturas ligadas diretamente à rede de transporte destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em cisterna;

lll) «Transporte», a veiculação de gás numa rede interligada de alta pressão para efeitos de receção e entrega a distribuidores, comercializadores ou grandes clientes finais;

mmm) «Unidade Autónoma de Gás» ou «UAG», a instalação autónoma de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, outros gases ou mistura de gases para emissão em rede de distribuição ou diretamente ao consumidor;

nnn) «Utilizador da rede», a pessoa singular ou coletiva que entrega gás na rede ou que é abastecida através dela.

Artigo 4.º
Princípios gerais

1 - O presente decreto-lei promove a competitividade, eficiência, e descarbonização do SNG em linha com as metas constantes do PNEC e do RNC e a racionalização do mercado interno de energia, num quadro de utilização criteriosa dos recursos, de proteção dos consumidores e de minimização dos impactes ambientais.

2 - O exercício das atividades previstas no presente decreto-lei processa-se com observância dos seguintes princípios:

a) Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público;

b) Liberdade de acesso ou de candidatura ao exercício das atividades;

c) Não discriminação;

d) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

e) Imparcialidade nas decisões;

f) Transparência e objetividade das regras e decisões;

g) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível;

h) Liberdade de escolha do comercializador de gás;

i) Direito de reclamação e ao seu tratamento eficiente;

j) Privilegiar a utilização de meios eletrónicos, de modo a promover a eficiência e a transparência e a proximidade com os interessados.

3 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, designadamente à DGEG, à AdC e à CMVM, no domínio específico das suas atribuições, as atividades que integram o SNG, nos termos do artigo 8.º, estão sujeitas a regulação pela ERSE, nos termos previstos no presente decreto-lei, nos respetivos Estatutos e demais legislação aplicável.

Artigo 5.º
Obrigações de serviço público

1 - As obrigações de serviço público são da responsabilidade dos intervenientes no SNG, nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 - São obrigações de serviço público, nomeadamente:

a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento;

b) A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono;

c) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças;

d) A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços;

e) A promoção da eficiência energética e da utilização racional dos recursos e a proteção do ambiente;

f) A contribuição para a progressiva descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050.

3 - A quota mínima de incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono é fixada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e do ambiente, tendo em consideração os objetivos de política energética e climática, sob proposta da DGEG e ouvidas a ERSE, as operadoras da RNDG e da RNTIAT e a Agência Portuguesa do Ambiente, I. P.

Artigo 6.º
Proteção do ambiente

1 - No exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, os intervenientes no SNG devem adotar as providências adequadas à minimização dos impactes ambientais, observando as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

2 - Os intervenientes no SNG devem ainda tomar parte ativa no desenvolvimento e concretização das políticas ambientais que vinculam o Estado Português, nomeadamente contribuindo para a promoção da incorporação e introdução na RPG de outros gases.

3 - O Governo deve promover políticas de utilização racional de energia tendo em vista a eficiência energética, a descarbonização e a promoção da qualidade do ambiente.

Artigo 7.º
Desmaterialização de procedimentos

1 - Todos os pedidos, comunicações e notificações ou quaisquer declarações entre os interessados e as autoridades competentes nos procedimentos previstos no presente decreto-lei e respetiva regulamentação relativos às atividades de receção, armazenamento, regaseificação, armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição, comercialização, operação de mercados de gás e operação logística de mudança de comercializador de gás e ainda produção de gases de

origem renovável devem ser efetuados através do balcão único eletrónico dos serviços, a que se refere o artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, ou da plataforma eletrónica de contratação pública, acessível através daquele balcão, conforme ao caso aplicáveis.

2 - Excetuam-se do disposto no número anterior os pedidos, comunicações e notificações ou quaisquer declarações entre os interessados e as autoridades competentes nos procedimentos regulatórios e sancionatórios.

3 - Quando, por motivos de indisponibilidade das plataformas eletrónicas, não for possível o cumprimento do disposto no número anterior, pode ser utilizado qualquer outro meio legalmente admissível.

4 - No âmbito do exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei devem ser utilizados mecanismos de autenticação segura e assinaturas eletrónicas qualificadas, incluindo as do Cartão de Cidadão e Chave Móvel Digital com recurso ao Sistema de Certificação de Atributos Profissionais, bem como os meios de identificação eletrónica emitidos noutros Estados-Membros reconhecidos para o efeito nos termos do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 910/2014 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de julho de 2014.

5 - As entidades intervenientes no SNG, incluindo clientes, são dispensadas da apresentação de documentos que já se encontrem na posse de serviços e entidades da Administração Pública, quando derem o seu consentimento para que se proceda à sua obtenção, utilizando a Plataforma de interoperabilidade da Administração Pública ou recorrendo ao mecanismo previsto no n.º 2 do artigo 4.º-A da Lei n.º 37/2014, de 26 de junho, na sua redação atual.

Capítulo II
Organização, regime de atividades e funcionamento

Secção I
Composição do Sistema Nacional de Gás

Artigo 8.º
Atividades do Sistema Nacional de Gás

O SNG integra o exercício das seguintes atividades:

a) Receção, armazenamento e regaseificação de GNL;

b) Armazenamento subterrâneo de gás;

c) Produção de gases de origem renovável;

d) Produção de gases de baixo teor de carbono;

e) Transporte de gás;

f) Distribuição de gás;

g) Comercialização de gás, incluindo comercialização de último recurso;

h) Operação de mercados organizados de gás;

i) Operação logística de mudança de comercializador de gás.

Artigo 9.º
Intervenientes no Sistema Nacional de Gás

São intervenientes no SNG:

a) Os operadores de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL;

b) Os operadores de armazenamento subterrâneo de gás;

c) Os produtores de gases de origem renovável;

d) Os produtores de gases de baixo teor de carbono;

e) Os operadores das redes de transporte de gás;

f) Os operadores das redes de distribuição de gás;

g) Os comercializadores de gás;

h) Os comercializadores de último recurso, grossista e retalhista;

i) Os operadores de mercados organizados de gás;

j) O operador logístico da mudança de comercializador de gás;

k) Os consumidores de gás.

Artigo 10.º
Rede pública de gás

1 - No continente, a RPG abrange o conjunto das infraestruturas de serviço público que integram a RNTIAT e a RNDG.

2 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a estrutura das respetivas RPG é estabelecida pelos órgãos competentes regionais, nos termos definidos no artigo 2.º e no capítulo VII do presente decreto-lei.

3 - Os bens que integram a RPG só podem ser onerados ou transmitidos nos termos previstos no presente decreto-lei.

Artigo 11.º
Utilidade pública das infraestruturas da rede pública de gás

1 - As infraestruturas da RPG são consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - O estabelecimento e a exploração das infraestruturas da RPG ficam sujeitos à aprovação dos respetivos projetos nos termos da legislação aplicável.

3 - A aprovação dos projetos confere ao seu titular os seguintes direitos:

a) Utilizar, nas condições definidas pela legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e dos municípios para o estabelecimento ou passagem das partes integrantes da RPG;

b) Solicitar a expropriação dos imóveis necessários ao estabelecimento das partes integrantes da RPG, ou constituir sobre eles servidões administrativas, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 12.º
Operação logística de mudança de comercializador de gás

A atividade de operação logística de mudança de comercializador de gás é objeto de legislação especial.

Artigo 13.º
Sistemas inteligentes

1 - Podem ser implementados, por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sistemas inteligentes na RPG, por forma a contribuir para o aumento da eficiência na gestão e operação das redes, melhoria da disponibilização da informação aos consumidores e no

processo de faturação, desenvolvimento de novos serviços de energia para os consumidores e ainda a promoção da eficiência energética e redução das emissões, nos termos do número seguinte.

2 - A implementação de sistemas inteligentes depende de resultados positivos em avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede e comercializadores e para o consumidor individual, fundamentada em estudo que determine qual o modelo de sistema inteligente economicamente mais racional, o prazo estimado para a sua instalação e o modo de financiamento dos custos inerentes e de repercussão desses custos nas tarifas, a elaborar pela ERSE.

3 - A forma de implementação dos sistemas inteligentes na RPG, quando aprovados nos termos do n.º 1, constam de regulamento aprovado pela ERSE, consultada a DGEG.

Artigo 14.º
Seguro de responsabilidade civil

1 - Para garantir o cumprimento das suas obrigações, as entidades concessionárias e licenciadas, nos termos do presente decreto-lei, devem celebrar um seguro de responsabilidade civil que assegure a cobertura de eventuais danos materiais e corporais sofridos por terceiros e resultantes do exercício das respetivas atividades.

2 - O montante do seguro mencionado no número anterior tem um valor mínimo obrigatório estabelecido e atualizado nos termos definidos no contrato de concessão ou na licença.

3 - Os requisitos do contrato de seguro referido no n.º 1 são estabelecidos por despacho do diretor-geral da DGEG, consultada a Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões.

Secção II
Regime de exercício das atividades da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e Rede Nacional de Distribuição de Gás

Subsecção I
Disposições gerais

Artigo 15.º
Regime de exercício

1 - As atividades referidas nas alíneas a), b) e e) do artigo 8.º são exercidas em regime de concessão de serviço público e, quanto ao território continental, em regime de exclusivo.

2 - A atividade de distribuição regional de gás é exercida mediante a atribuição de concessão de serviço público, em regime de exclusivo nas áreas concessionadas.

3 - As concessões referidas nos números anteriores regem-se pelo disposto no presente decreto-lei, nas respetivas bases de concessão, que constituem os anexos I a IV ao presente decreto-lei e do qual fazem parte integrante, e na legislação e regulamentação aplicáveis e nos respetivos contratos de concessão.

4 - A atividade de distribuição local de gás é exercida mediante a atribuição de licença em regime de serviço público, em regime de exclusivo nos polos de consumo licenciados.

5 - Os custos incorridos pelas entidades titulares das concessões e licenças referidas nos números anteriores em atividades de apoio à supervisão, acompanhamento e fiscalização das suas obrigações apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, nos termos da legislação e regulamentos em vigor, mediante autorização prévia da ERSE e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

6 - A atividade de gestão de mercado organizado de gás está sujeita a autorização.

Artigo 16.º
Regime de atribuição das concessões

1 - A atribuição das concessões referidas no artigo anterior é efetuada mediante realização de qualquer dos procedimentos previstos para esse fim no Código dos Contratos Públicos, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 18/2008, de 29 de janeiro, na sua redação atual.

2 - A decisão de abertura dos procedimentos referidos nos números anteriores, a aprovação das peças dos procedimentos, a decisão de adjudicação, a aprovação da minuta de contrato de concessão e respetiva celebração incumbem ao membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - Ao pedido de ampliação das áreas geográficas respeitantes às concessões referidas no artigo anterior já atribuídas aplica-se o disposto nos números anteriores.

4 - As concessões de distribuição regional de gás podem, ainda, ser objeto de ampliação da sua área geográfica nos casos previstos nos artigos 43.º e 44.º, mediante autorização ou determinação do concedente, respetivamente.

5 - A área geográfica das concessões de distribuição regional de gás pode ser objeto de diminuição nos casos previstos no n.º 2 do artigo 38.º mediante autorização do concedente.

6 - As alterações da área geográfica das concessões referidas nos números anteriores constituem uma adenda ao contrato de concessão.

7 - Sem prejuízo de outros requisitos que venham a ser fixados no âmbito dos procedimentos de atribuição das concessões, só podem ser concessionárias das concessões que integram a RNTIAT e a RNDG as pessoas coletivas que:

a) Sejam sociedades anónimas com sede e direção efetiva em Portugal;

b) Tenham como objeto social principal o exercício das atividades integradas no objeto da respetiva concessão;

c) Demonstrem possuir capacidade técnica para a construção, gestão e manutenção das respetivas infraestruturas e instalações;

d) Demonstrem possuir capacidade económica e financeira compatível com as exigências das atividades a concessionar.

Artigo 17.º
Direitos e obrigações das concessionárias

1 - São direitos das concessionárias, nomeadamente, os seguintes:

a) Explorar as concessões nos termos dos respetivos contratos de concessão, legislação e regulamentação aplicáveis;

b) Constituir servidões e solicitar a expropriação por utilidade pública e urgente dos bens imóveis, ou direitos a eles relativos, necessários ao estabelecimento das infraestruturas e instalações integrantes das concessões, nos termos da legislação aplicável;

c) Utilizar, nas condições definidas pela legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e de outras pessoas coletivas públicas para o estabelecimento ou passagem das infraestruturas ou instalações integrantes das concessões;

d) Receber dos utilizadores das respetivas infraestruturas, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas e preços regulados definidos no Regulamento Tarifário, ou, no caso das concessionárias de armazenamento

subterrâneo de gás em regime de acesso negociado de terceiros, uma retribuição resultante do preço negociado livremente e de boa-fé entre a concessionária e o utilizador;

e) Exigir aos utilizadores que as instalações a ligar às infraestruturas concessionadas cumpram os requisitos técnicos, de segurança e de controlo que não ponham em causa a fiabilidade e eficácia do sistema;

f) Exigir dos utilizadores que introduzam gás no sistema e que o gás introduzido nas instalações concessionadas cumpra ou permita que sejam cumpridas as especificações de qualidade estabelecidas;

g) Exigir aos utilizadores com direito de acesso às infraestruturas concessionadas que informem sobre o seu plano de utilização e qualquer circunstância que possa fazer variar substancialmente o plano comunicado;

h) Aceder aos equipamentos de medição de quantidade e qualidade do gás introduzido nas suas instalações e aceder aos equipamentos de medição de gás destinados aos utilizadores ligados às suas instalações;

i) Todos os que lhes forem conferidos por disposição legal ou regulamentar referente às condições de exploração das concessões.

2 - Constituem obrigações de serviço público das concessionárias:

a) A segurança, regularidade e qualidade do abastecimento;

b) A garantia de acesso dos utilizadores, de forma não discriminatória e transparente, às infraestruturas e serviços concessionados, nos termos previstos na regulamentação aplicável e nos contratos de concessão;

c) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças e na regulamentação da ERSE;

d) A proteção dos utilizadores, designadamente quanto a tarifas e preços;

e) A promoção da eficiência energética, da descarbonização do SNG, da utilização racional dos recursos, a proteção do ambiente e a contribuição para o desenvolvimento equilibrado do território;

f) A segurança das infraestruturas e instalações concessionadas;

g) A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases.

3 - Constituem obrigações gerais das concessionárias:

a) Cumprir a legislação e a regulamentação aplicáveis ao setor do gás e, bem assim, as obrigações emergentes dos contratos de concessões;

b) Proceder à inspeção periódica, à manutenção e a todas as reparações necessárias ao bom e permanente funcionamento, em perfeitas condições de segurança, das infraestruturas e instalações pelas quais sejam responsáveis;

c) Permitir e facilitar a fiscalização pelo concedente, designadamente através da DGEG, facultando-lhe todas as informações obrigatórias ou adicionais solicitadas para o efeito;

d) Prestar todas as informações que lhe sejam exigidas pela ERSE, no âmbito das respetivas atribuições e competência;

e) Pagar as indemnizações devidas pela constituição de servidões e expropriações, nos termos legalmente previstos;

f) Constituir o seguro de responsabilidade civil referido no n.º 1 do artigo 14.º;

g) No caso da concessionária da RNTG, respeitar as disposições legais em matéria de certificação e praticar os necessários atos e diligências com vista a garantir a obtenção e manutenção da referida certificação.

Artigo 18.º
Prazo das concessões

O prazo das concessões é determinado pelo concedente no âmbito do procedimento pré-contratual, não podendo exceder 30 anos contados da data de celebração do contrato de concessão.

Artigo 19.º
Composição da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL e Rede Nacional de Distribuição de Gás

1 - Os bens que integram cada uma das concessões da RNTIAT e da RNDG devem ser identificados nas bases das respetivas concessões e nos respetivos contratos.

2 - O inventário dos bens que integram cada uma das concessões da RNTIAT e da RNDG é disponibilizado, em formato digital, à DGEG e é atualizado pela concessionária.

3 - No prazo de três meses após a data de entrada em vigor do presente decreto-lei, o diretor-geral da DGEG aprova, ouvidas as concessionárias e a ERSE, o suporte informático para a constituição do inventário e o respetivo modelo de reporte.

4 - O projeto, o licenciamento, a construção e a modificação das infraestruturas que integram a RNTIAT e a RNDG são objeto de legislação específica.

5 - A ligação das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás, de terminais de GNL, de redes de distribuição, de infraestruturas de produção de gases renováveis e de produção de gases de baixo teor de carbono à RNTG deve ser efetuada em condições técnica e economicamente adequadas, nos termos estabelecidos na lei e nos regulamentos aplicáveis.

Artigo 20.º
Oneração ou transmissão dos bens que integram as concessões e transferência dos bens no termo das concessões

1 - Sob pena de nulidade dos respetivos atos ou contratos, as concessionárias não podem subconceder, onerar ou transmitir os bens ou direitos que integram as concessões sem prévia autorização do concedente, nos termos estabelecidos nas respetivas bases das concessões anexas ao presente decreto-lei.

2 - No respetivo termo, os bens que integram as concessões transferem-se para o Estado, de acordo com o que seja estabelecido na lei e definido nos respetivos contratos de concessão.

Artigo 21.º
Acesso às infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

1 - Os operadores da RNTIAT devem proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória e transparente, o acesso regulado às suas infraestruturas, baseado em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e do Regulamento Tarifário.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, o acesso às infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás pode ser exercido em regime de acesso negociado de terceiros.

Subsecção II

Receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Artigo 22.º
Âmbito

1 - Sem prejuízo do disposto nas respetivas bases das concessões, o exercício da atividade de receção, armazenamento e regaseificação em terminais de GNL compreende:

a) A receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL e a emissão de gás para a RNTG, bem como a carga e expedição de GNL em cisterna ou navios metaneiros;

b) O planeamento, a construção, manutenção, operação e exploração das respetivas infraestruturas e instalações.

2 - A área e a localização geográfica dos terminais de GNL são definidas nos respetivos contratos de concessão.

3 - Não é permitido ao operador de terminal de GNL a aquisição de gás para comercialização.

Artigo 23.º
Obrigações dos operadores de terminal de Gás Natural Liquefeito

São obrigações dos operadores de terminal de GNL, nomeadamente:

a) Assegurar a exploração, integridade técnica e manutenção do terminal e da capacidade de armazenamento associada em condições de segurança, fiabilidade e respeito pelo ambiente, nos termos do Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e do contrato de concessão, assegurando os padrões de qualidade do serviço aplicáveis nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço;

b) Gerir os fluxos de gás no terminal e no armazenamento associado, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado, no quadro da gestão técnica global do SNG;

c) Atender de forma não discriminatória e transparente os pedidos de acesso dos agentes de mercado ao terminal, tendo em conta as capacidades técnicas das instalações de GNL e os procedimentos de gestão de congestionamentos;

d) Facultar aos utilizadores do terminal as informações de que estes necessitem para o acesso ao terminal;

e) Fornecer ao operador da RNTG, no quadro da atividade de gestão técnica global do sistema, e aos agentes de mercado as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente do SNG;

f) Solicitar aos agentes de mercado que garantam que o GNL descarregado dos navios metaneiros para o terminal respeita as especificações de qualidade previstas na legislação e regulamentação aplicáveis, em coordenação com o operador da RNTG, no quadro da gestão técnica global do SNG;

g) Assegurar o tratamento de dados de utilização do terminal no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades;

h) Fornecer à ERSE, à DGEG, à AdC e à CMVM, bem como a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições, as informações necessárias ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado.

Subsecção III
Armazenamento subterrâneo de gás

Artigo 24.º
Âmbito

1 - Sem prejuízo do disposto nas respetivas bases das concessões, o exercício da atividade de armazenamento subterrâneo de gás compreende:

a) O recebimento, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás, quer para constituição e manutenção de reservas de segurança quer para fins operacionais e comerciais;

b) O planeamento, a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infraestruturas e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

2 - A área e a localização geográfica das concessões de armazenamento subterrâneo de gás são definidas nos respetivos contratos de concessão.

3 - As concessões de armazenamento subterrâneo de gás são exercidas em regime de acesso regulado ou em regime de acesso negociado de terceiros.

4 - Não é permitido ao operador armazenamento subterrâneo de gás a aquisição de gás para comercialização.

Artigo 25.º
Obrigações dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás

São obrigações dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás, nomeadamente:

a) Assegurar a exploração, integridade técnica e manutenção das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás, bem como das infraestruturas de superfície, em condições de segurança, fiabilidade e respeito pelo ambiente, nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo e do contrato de concessão, assegurando os padrões de qualidade do serviço aplicáveis nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço;

b) Assegurar a manutenção das capacidades de armazenamento e gerir os fluxos de gás de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte, no quadro da gestão técnica global do SNG;

c) Atender de forma não discriminatória e transparente os pedidos de acesso dos agentes de mercado ao armazenamento subterrâneo de gás, tendo em conta as capacidades técnicas das instalações e os procedimentos de gestão de congestionamentos;

d) Facultar aos utilizadores das instalações de armazenamento as informações de que estes necessitem para o acesso ao armazenamento;

e) Fornecer ao operador da RNTG, no quadro da atividade de gestão técnica global do sistema, e aos agentes de mercado as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente do SNG;

f) Atribuir as capacidades de injeção, armazenamento e extração em coordenação com o operador da RNTG, no quadro da atividade de gestão técnica global do sistema, tendo em conta a compatibilização de fluxos e quantidades de gás entre as infraestruturas de armazenamento subterrâneo e a rede de transporte;

g) Medir o gás injetado, armazenado e extraído no armazenamento subterrâneo;

h) Assegurar o tratamento de dados de utilização do armazenamento no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades;

i) Fornecer à ERSE, à DGEG, à AdC e à CMVM, bem como a outras entidades administrativas, as informações necessárias ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado;

j) Assegurar a capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a sua exploração com outros gases.

Artigo 26.º
Relacionamento entre operadores de armazenamento subterrâneo de gás

1 - Quando cavidades de diversos operadores interliguem a uma estação de gás, ao operador em cuja concessão se integre esta estação compete gerir a receção, a compressão, a injeção, o armazenamento, a extração, a medição e o envio de gás para a RNTG, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a interoperacionalidade com a RNTG, no quadro da atividade de gestão técnica global do SNG.

2 - Na situação prevista no número anterior, os operadores acordam um manual operativo, do qual é dado conhecimento à DGEG, que abrange as interfaces técnicas e de segurança, incluindo os procedimentos escritos a aplicar na operação das instalações e infraestruturas em causa, nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo.

3 - Quando um operador pretenda aceder, para efeitos de construção de novas cavidades, a instalações de lixiviação que integrem outra concessão de armazenamento subterrâneo de gás, os operadores devem estabelecer, nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo, um acordo escrito que identifique todos os direitos e obrigações das partes relativamente aos serviços de lixiviação, do qual é dado conhecimento à DGEG.

4 - Os operadores devem coordenar a gestão das atividades correspondentes ao cumprimento das obrigações de segurança das instalações, pessoas e bens, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, na sua redação atual, e demais normas aplicáveis, nomeadamente nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo.

5 - Os operadores podem recorrer à arbitragem, nos termos da Lei n.º 63/2011, de 14 de dezembro, para superar as dificuldades na celebração entre si de acordos relativos à utilização de instalações de superfície e de instalações de lixiviação de que dependam, nos termos da lei ou do respetivo contrato de concessão, o exercício de direitos ou o cumprimento de deveres de que são titulares.

6 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, caso os operadores não cheguem a um entendimento relativamente às matérias constantes dos n.os 2, 3 e 4, pode a DGEG, a todo o tempo, emitir através de despacho um manual de procedimentos, com base nas propostas dos operadores.

Artigo 27.º
Infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso negociado

1 - Sem prejuízo do regime de acesso regulado previsto no artigo 24.º, a atividade de armazenamento subterrâneo de gás pode também ser exercida em regime de acesso negociado de terceiros, nos termos dos números seguintes.

2 - O acesso ao armazenamento subterrâneo de gás em regime negociado é baseado em preços negociados livremente, de boa-fé, entre o operador de armazenamento subterrâneo de gás e os utilizadores da respetiva infraestrutura, de dentro ou fora do território abrangido pela rede

interligada, devendo funcionar segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, em conformidade com o estabelecido na regulamentação da ERSE.

3 - O contrato de concessão de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso negociado de terceiros só pode ser atribuído se, cumulativamente:

a) Não incidir sobre serviços auxiliares e unidades de armazenamento temporário relacionados com instalações de GNL necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte;

b) Não prejudicar o funcionamento eficiente do sistema regulado;

c) Estiver técnica e economicamente justificada por estudos que demonstrem a probabilidade de existência de mercado para aquisição de serviços de armazenamento subterrâneo de gás em regime negociado;

d) A atividade de armazenamento subterrâneo de gás a exercer em regime de acesso negociado for juridicamente separada de outras atividades do gás, incluindo o armazenamento em regime regulado, nos termos previstos no artigo seguinte.

4 - Mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvido o gestor técnico global do sistema, a capacidade de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso negociado pode ser destinada à constituição e manutenção de reservas de segurança, desde que se mostre esgotada a capacidade de armazenamento subterrâneo em regime de acesso regulado.

5 - Verificando-se as condições previstas no número anterior, o preço a pagar pelo armazenamento de reservas de segurança em regime de acesso negociado deve corresponder à remuneração do ativo líquido de subsídios e comparticipações, nos termos aplicáveis ao regime de acesso regulado, nos termos previstos na regulamentação da ERSE.

6 - O operador de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso negociado procede à consulta dos utilizadores da rede e publicita, até 1 de janeiro de cada ano, as principais condições comerciais aplicáveis aos contratos de acesso negociado de terceiros a essas instalações ou serviços auxiliares.

Subsecção IV
Transporte de gás

Artigo 28.º
Âmbito

1 - A atividade de transporte de gás é exercida através da exploração da RNTG.

2 - O operador da RNTG é a entidade concessionária da rede de transporte de gás, sem prejuízo do disposto na subsecção I da secção II do capítulo VI.

3 - Sem prejuízo do disposto nas respetivas bases da concessão, o exercício da atividade de transporte de gás compreende:

a) O recebimento, o transporte, os serviços de sistema e a entrega de gás através da rede de alta pressão;

b) O planeamento, a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infraestruturas que integram a RNTG e das interligações às redes e infraestruturas a que esteja ligada e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

4 - A concessão da RNTG tem como âmbito geográfico todo o território continental e é exercida em regime de exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso de terceiros às várias infraestruturas que a integram, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

5 - Excecionalmente, mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, o operador da RNTG pode substituir a ligação às redes de distribuição por UAG, quando tal se justifique por motivos de racionalidade económica, devendo, nesse caso, a solução adotada ser implementada pelos operadores das redes de distribuição.

Artigo 29.º
Obrigações do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás

São obrigações do operador da RNTG, nomeadamente:

a) Assegurar a exploração e a manutenção da RNTG, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;

b) Assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da RNTG, contribuindo para a segurança do abastecimento, nos termos do PDIRG;

c) Assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de utilizadores da rede;

d) Facultar aos utilizadores da RNTG as informações de que necessitem para o acesso à rede.

Artigo 30.º
Ligação à Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - A ligação das infraestruturas de armazenamento subterrâneo, de terminais de GNL, de distribuição, de produção de gases de origem renovável e de produção de gases de baixo teor de carbono e de consumo à RNTG deve ser efetuada em condições técnica e economicamente adequadas, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento de Operação das Infraestruturas e no Regulamento de Qualidade de Serviço.

2 - A responsabilidade pelos encargos com a ligação à RNTG é estabelecida nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 31.º
Gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás

1 - Compete ao operador da RNTG a gestão técnica global do SNG.

2 - A gestão técnica global do SNG é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SNG, de modo a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado, bem como a segurança e continuidade do abastecimento de gás nos curto, médio e longo prazos, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, que integra a programação e monitorização permanente do equilíbrio entre a oferta e a procura global de gás, a gestão integrada dos fluxos de gás no SNG, o seguimento da utilização da capacidade oferecida e a realização dos serviços de sistema necessários à operacionalização do acesso de terceiros às infraestruturas com os níveis de qualidade e segurança adequados;

b) Monitorização da constituição e manutenção das reservas de segurança de gás e participação na gestão e execução das medidas decorrentes do plano preventivo de ação e do plano de emergência, nos termos previstos no presente decreto-lei;

c) Planeamento energético e segurança de abastecimento, através da realização de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de gás a nível da oferta, os quais constituem referência para o planeamento da RNTIAT, nos termos da alínea seguinte, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos definidos no presente decreto-lei, na preparação dos RMSA;

d) Planeamento da RNTIAT, em particular através da elaboração do PDIRG, estabelecendo as necessidades da respetiva renovação e alargamento, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço.

3 - Todos os operadores intervenientes que exerçam qualquer das atividades que integram o SNG ficam sujeitos à gestão técnica global do SNG.

4 - São direitos do operador da RNTG no âmbito da gestão técnica global do SNG, nomeadamente:

a) Exigir e receber dos titulares dos direitos de exploração das infraestruturas, dos operadores dos mercados, dos titulares de registo para a produção de gases de origem renovável, dos titulares de registo para a produção de gases de baixo teor de carbono e de todos os agentes diretamente interessados a informação necessária para o correto funcionamento do SNG;

b) Exigir aos terceiros com direito de acesso às infraestruturas e instalações do SNG a comunicação dos seus planos de entrega e de levantamento e de qualquer circunstância que possa fazer variar substancialmente os planos comunicados;

c) Exigir o estrito cumprimento das instruções que emita para a correta exploração do sistema, manutenção das instalações e adequada cobertura da procura;

d) Receber adequada retribuição pelos serviços prestados de forma eficiente.

5 - São obrigações do operador da RNTG no âmbito da gestão técnica global do SNG, nomeadamente:

a) Atuar nas suas relações com os operadores e utilizadores do SNG de forma transparente e não discriminatória;

b) Informar sobre a viabilidade de acesso solicitado por terceiros às infraestruturas da RNTIAT;

c) Informar a DGEG, a ERSE e os operadores do SNG, com periodicidade trimestral, sobre a capacidade disponível da RNTIAT e, em particular, dos pontos de acesso ao sistema e sobre o quantitativo das reservas a constituir;

d) Monitorizar e reportar à ERSE a efetiva utilização das infraestruturas da RNTIAT, com o objetivo de identificar a constituição abusiva de reservas de capacidade;

e) Assegurar o planeamento da RNTIAT e garantir a expansão e gestão técnica da RNTG, para permitir o acesso de terceiros, de forma não discriminatória e transparente, e gerir de modo eficiente as infraestruturas e meios técnicos disponíveis;

f) Desenvolver protocolos de comunicação com os diferentes operadores do SNG, com vista a criar um sistema de comunicação integrado para controlo e supervisão das operações do SNG e atuar como coordenador do mesmo;

g) Emitir instruções sobre as operações de transporte, incluindo o trânsito no território continental, de forma a assegurar a entrega de gás em condições adequadas e eficientes nos pontos de saída da rede de transporte, em conformidade com protocolos de atuação e de operação a estabelecer;

h) Gerir os fluxos de gás da RNTG e os resultantes da injeção de outros gases na RNDG, em conformidade com as solicitações dos agentes de mercado e em coordenação com os operadores das restantes infraestruturas do SNG, garantindo a sua operação coerente, no respeito pela regulamentação aplicável;

i) Monitorizar a utilização da capacidade das infraestruturas do SNG e o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento nos curto e médio prazos e, bem assim, prestar informação relativa à constituição e manutenção de reservas de segurança;

j) Determinar e verificar as quantidades mínimas de gás que cada agente de mercado deve possuir nas infraestruturas, de modo a garantir as condições mínimas exigíveis ao bom funcionamento do sistema e em respeito pela regulamentação do setor;

k) Verificar tecnicamente a viabilidade da operação do SNG, após recebidas as informações relativas às programações e nomeações e respetiva validação;

l) Realizar o balanço residual do sistema de transporte em complemento da utilização real de capacidade por parte dos diversos agentes de mercado, de modo a garantir a continuidade da operação dentro de parâmetros aceitáveis de qualidade e segurança;

m) Disponibilizar serviços de sistema aos utilizadores da RNTG, nomeadamente através de mecanismos eficientes de compensação de desvios, assegurando a respetiva liquidação, no respeito pelos regulamentos aplicáveis;

n) Informar a DGEG dos incumprimentos das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança, instruindo-a com todos os elementos que sustentem o referido incumprimento;

o) Gerir os congestionamentos nas infraestruturas, incluindo as interligações com outros sistemas internacionais de transporte de gás de acordo com os mecanismos previstos na regulamentação em vigor;

p) Promover o funcionamento harmonioso do sistema ibérico de gás em conjunto com o operador da rede de transporte interligada, maximizando a capacidade disponível nos pontos de interligação entre sistemas e facilitando o funcionamento do mercado de forma transparente e não discriminatória;

q) Coordenar os fluxos de informação entre os diversos agentes com vista à gestão integrada das infraestruturas do sistema de gás, nomeadamente os processos associados às programações e às nomeações;

r) Proceder às liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito desta atividade;

s) Divulgar, de forma célere e não discriminatória, informação sobre factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;

t) Desenvolver, com a regularidade adequada, os estudos necessários à preparação de elementos prospetivos de referência sobre a evolução, nos médio e longo prazos, do mix de oferta gás/GNL, incluindo as quotas de outros gases, e da adequação da oferta de capacidade das infraestruturas do SNG no mesmo quadro de referência;

u) Colaborar ativamente com a DGEG mediante a prestação das informações e a disponibilização dos estudos, testes ou simulações que por esta lhe sejam solicitados, nomeadamente para efeitos de definição da política energética;

v) Colaborar ativamente com a DGEG na preparação dos RMSA e, em geral, mediante a prestação das informações e a disponibilização dos estudos, testes ou simulações que por esta lhe sejam solicitados, nomeadamente para efeitos de definição da política energética;

w) Desenvolver, com a regularidade necessária, os estudos de suporte ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNTG, tomando também em consideração as necessidades de injeção de outros gases por forma a assegurar o cumprimento das metas de descarbonização previstas no RNC e no PNEC;

x) Criar, em articulação com a DGEG, uma base de dados de referência, integrando a informação de natureza estatística e previsional sobre os procedimentos de controlo prévio das atividades e instalações e o funcionamento do SEN e do SNG;

y) Seguir a evolução do padrão e da taxa de utilização global de capacidade ao longo do sistema de transporte e em todos os pontos relevantes e elaborar, em consonância, os estudos com a identificação das medidas necessárias para evitar em tempo útil a ocorrência de potenciais situações de congestionamento, de modo a possibilitar a eliminação de restrições que prejudiquem o bom funcionamento do SNG;

z) Desenvolver e manter atualizadas as metodologias e os modelos necessários à obtenção da informação de base e à realização dos estudos, relatórios e planos referidos nas alíneas anteriores;

aa) Fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada e aos intervenientes do SNG as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG;

bb) Assegurar o tratamento de dados de utilização da rede no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais, preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades e impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais;

cc) Assegurar o relacionamento e o cumprimento das suas obrigações junto da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás (REORT para o Gás);

dd) Fornecer à ERSE, à DGEG, à AdC e à CMVM, bem como a outras entidades administrativas, as informações necessárias ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado;

ee) Publicar as informações necessárias para assegurar uma concorrência efetiva e o funcionamento eficaz do mercado, nos termos estabelecidos nos regulamentos da ERSE, sem prejuízo da garantia de confidencialidade de informações comercialmente sensíveis, nos termos dos regulamentos da ERSE;

ff) Apresentar à ERSE, anualmente, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos constantes do Regulamento da Qualidade de Serviço;

gg) Desenvolver procedimentos operacionais que permitam gerir e veicular outros gases, salvaguardando os limites técnicos de qualidade;

hh) Desenvolver procedimentos operacionais que permitam, em articulação com o Gestor Global do SEN, potenciar o acoplamento de setores;

ii) Monitorizar e controlar em tempo real a qualidade do caudal de injeção e o processo de mistura de outros gases introduzidos na RPG e ajustar em tempo real os programas de injeção de outros gases estabelecidos pelos comercializadores em função do consumo efetivo nas redes a jusante.

6 - A gestão técnica global do SNG é efetuada nos termos previstos no presente decreto-lei, incluindo as bases constantes do anexo i ao presente decreto-lei, na regulamentação aplicável e no contrato de concessão da RNTG.

7 - A DGEG define no Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento as obrigações do operador da RNTG em matéria de segurança de abastecimento e planeamento.

Artigo 32.º
Funções do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás no âmbito da política energética

1 - A DGEG define e concretiza, mediante despacho do diretor-geral, a forma de execução das obrigações do operador da RNTG previstas na lei e no contrato de concessão no apoio ao concedente em matéria de política energética e que não estejam exclusivamente ligadas à exploração da RNTG e à gestão técnica do sistema, as quais devem ser cumpridas de forma independente.

2 - O cumprimento das obrigações previstas no número anterior é acompanhado e fiscalizado por uma comissão de auditoria, composta por representantes, em número igual, do Estado, enquanto concedente, onde se inclui a DGEG, e da ERSE.

3 - Compete à DGEG promover a constituição da comissão de auditoria prevista no número anterior e aprovar o respetivo regulamento de funcionamento, após parecer vinculativo da ERSE.

4 - A comissão de auditoria prevista no n.º 2 deve reunir pelo menos uma vez por trimestre e elaborar relatórios, com a periodicidade indicada no regulamento previsto no número anterior, indicando as situações de incumprimento ou cumprimento defeituoso detetadas e as medidas propostas com vista à respetiva sanação e formulando recomendações quanto à atuação do operador da RNTG no exercício das funções decorrentes das obrigações referidas no n.º 1.

Artigo 33.º
Acordos técnicos

1 - O operador da RNTG pode manter em vigor ou celebrar acordos técnicos em matérias relativas à exploração das condutas de transporte com um país terceiro à União Europeia, na medida em que tais acordos sejam compatíveis com o direito da União Europeia e com as decisões da ERSE.

2 - Os acordos devem ser comunicados à ERSE e à DGEG.

Artigo 34.º
Procedimento de notificação de acordos

1 - Os acordos existentes com um país terceiro à União Europeia sobre a exploração de uma conduta de transporte ou de uma rede de gasodutos a montante podem permanecer em vigor até à entrada em vigor de um acordo subsequente entre a União Europeia e o mesmo país terceiro.

2 - Nas negociações com um país terceiro para alterar, prorrogar, adaptar, renovar ou celebrar um acordo sobre a exploração de uma conduta de transporte com um país terceiro em matérias abrangidas, na totalidade ou em parte, pelo âmbito de aplicação do presente decreto-lei a Comissão Europeia deve ser notificada por escrito desta intenção, nos termos do artigo 49.º-A da

Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, na sua redação atual.

3 - A notificação mencionada no número anterior deve ser feita pelo membro do Governo responsável pela área da energia com pelo menos cinco meses antes do início previsto das negociações e deve incluir a documentação pertinente e a indicação das disposições que serão tratadas nas negociações ou que serão renegociadas, os objetivos das negociações e apresentar quaisquer outras informações pertinentes.

4 - Antes da assinatura de um acordo com um país terceiro, o membro do Governo responsável pela área da energia notifica a Comissão Europeia do resultado das negociações e o texto do acordo negociado.

Subsecção V
Distribuição de gás

Artigo 35.º
Âmbito

1 - O operador de rede de distribuição é a entidade concessionária ou licenciada de uma infraestrutura de distribuição de gás.

2 - Sem prejuízo do disposto nas respetivas bases da concessão ou na licença, o exercício da atividade de distribuição de gás compreende:

a) O recebimento, a veiculação e a entrega de gás a clientes finais através das redes de média e baixa pressão;

b) No caso de polos de consumo, o recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAG, a emissão de gás, a incorporação de outros gases, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respetivas redes;

c) O planeamento, a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infraestruturas que integram a respetiva rede e das interligações às redes e infraestruturas a que estejam ligadas, bem como das instalações necessárias à sua operação.

3 - A ligação das infraestruturas de produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono deve ser efetuada em condições técnicas adequadas, nos termos estabelecidos na lei e nos regulamentos aplicáveis.

4 - A operação da rede de distribuição é realizada pelo operador da rede de distribuição e está sujeita às disposições do Regulamento de Operação das Infraestruturas.

Artigo 36.º
Composição das redes de distribuição

1 - As redes de distribuição compreendem, nomeadamente, as condutas, as válvulas de seccionamento, os sistemas de integração de outros gases, os postos de redução de pressão, os aparelhos e os acessórios.

2 - Os bens referidos no número anterior são identificados nas bases da respetiva concessão ou nos termos da atribuição da licença.

Artigo 37.º
Obrigações das concessionárias e titulares de licenças de distribuição

1 - O disposto no artigo 17.º é aplicável, com as necessárias adaptações, às entidades titulares das licenças de distribuição local de gás exercidas em regime de serviço público, nos termos do artigo seguinte.

2 - Sem prejuízo das outras obrigações referidas no presente decreto-lei, são obrigações da concessionária ou licenciada de rede de distribuição, nomeadamente:

a) Assegurar a exploração e a manutenção das respetivas infraestruturas de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;

b) No caso de polos de consumo, assegurar a exploração e manutenção das instalações de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;

c) Gerir os fluxos de gás na respetiva rede de distribuição, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes e demais infraestruturas a que esteja ligada, no respeito pela regulamentação aplicável;

d) Assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da respetiva rede de distribuição, contribuindo para a segurança do abastecimento, nos termos do PDIRD;

e) Assegurar o planeamento, a expansão e gestão técnica da respetiva rede de distribuição, para permitir o acesso de terceiros, de forma não discriminatória e transparente, e gerir de modo eficiente as infraestruturas e meios técnicos disponíveis;

f) Assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de utilizadores da rede;

g) Facultar aos utilizadores da respetiva rede de distribuição as informações de que necessitem para o acesso à rede;

h) Fornecer ao operador de qualquer outra rede à qual esteja ligada e aos agentes de mercado as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG;

i) Assegurar o tratamento de dados de utilização da rede no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício da sua atividade;

j) Fornecer à ERSE, à DGEG, à AdC e à CMVM, bem como a outras entidades administrativas, as informações necessárias ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado;

k) Apresentar à ERSE, anualmente, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos constantes do Regulamento da Qualidade do Serviço.

3 - As concessionárias ou titulares de licenças de distribuição podem assumir, nos termos a prever na regulamentação da ERSE, obrigações de compensação das respetivas redes de distribuição.

4 - Salvo nos casos previstos no presente decreto-lei, o operador de rede de distribuição não pode adquirir gás para comercialização.

Artigo 38.º
Licenças em regime de serviço público

1 - As licenças de distribuição local de gás são exercidas em regime de serviço público e em regime de exclusivo, em zonas do território nacional não abrangidas pelas concessões de distribuição regional de gás, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 - Excecionalmente, e mediante autorização do concedente, podem ser concedidas licenças de distribuição local de gás em zonas do território nacional abrangidas por concessões de distribuição regional, quando a concessionária, mediante justificação técnica ou económica

devidamente fundamentada, não reúna condições de proceder à cobertura eficiente da totalidade da área geográfica da concessão.

3 - As licenças de distribuição local de gás são concedidas pelo diretor-geral de Energia e Geologia e, no caso referido no número anterior, são precedidas de autorização do concedente.

Artigo 39.º
Licenças de distribuição local

1 - As atividades e as instalações que integram as licenças de distribuição local são consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública.

2 - As licenças de distribuição local compreendem:

a) A distribuição de gás a polos de consumo;

b) A receção, o armazenamento e a regaseificação em unidades autónomas afetas à respetiva rede.

3 - A licença define o âmbito geográfico do polo de consumo, bem como a calendarização da construção e expansão das instalações e sua exploração.

Artigo 40.º
Condições para a atribuição de licenças de distribuição local

1 - As licenças de distribuição local devem ser atribuídas a sociedades que demonstrem possuir capacidade técnica, financeira e de gestão adequada à natureza do serviço, e tendo em conta a área a desenvolver.

2 - O modelo da licença, os procedimentos e requisitos para a sua atribuição e transmissão, bem como o regime de exploração da respetiva rede de distribuição são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

Artigo 41.º
Duração das licenças de distribuição local

A duração da licença é estabelecida por um prazo máximo de 20 anos, tendo em conta, designadamente, a expansão do sistema de gás e a amortização dos custos de construção, instalação e desenvolvimento da respetiva rede.

Artigo 42.º
Transmissão da licença de distribuição local

1 - As licenças de distribuição local podem ser transmitidas, mediante autorização do diretor-geral de Energia e Geologia, em condições a definir na portaria referida no n.º 2 do artigo 40.º

2 - A transmissão das licenças fica sujeita à verificação da manutenção dos pressupostos que determinaram a sua atribuição.

Artigo 43.º
Extinção das licenças de distribuição local

1 - A licença extingue-se por caducidade ou por revogação.

2 - A caducidade da licença ocorre:

a) Pelo decurso do prazo por que foi atribuída;

b) Pela integração do polo de consumo objeto de licença numa concessão de distribuição regional de gás.

3 - A integração do polo de consumo objeto de licença numa concessão de distribuição regional de gás ocorre nos casos de ampliação da área geográfica de concessão preexistente ou de atribuição de nova concessão que o abranja, nos termos do artigo 16.º.

4 - No caso previsto na alínea b) do n.º 2, a concessionária deve indemnizar a entidade titular da licença tendo em conta o período de tempo que faltar para o termo do prazo por que foi atribuída, considerando os investimentos não amortizados e os lucros cessantes.

5 - O valor residual dos ativos adquiridos por integração do polo de consumo mencionada na alínea b) do n.º 2 integra a base de ativos regulados da concessão.

6 - A componente de lucros cessantes da indemnização prevista no n.º 4 não pode ser refletida no cálculo e na fixação das tarifas reguladas.

7 - A revogação da licença pode ocorrer sempre que o seu titular falte, ao cumprimento das condições estabelecidas, nomeadamente no que se refere à regularidade, à qualidade e à segurança da prestação do serviço.

Artigo 44.º
Transferência dos bens afetos às licenças de distribuição local

1 - Com a extinção da licença de distribuição local, os bens integrantes da respetiva rede e instalação, incluindo as instalações de GNL, transferem-se para o Estado.

2 - A transferência de bens referida no número anterior confere à entidade licenciada o direito ao recebimento de uma indemnização correspondente aos investimentos efetuados que não se encontrem ainda amortizados, devendo os investimentos realizados durante o período de três anos que antecede a data da extinção da licença ser devidamente autorizados pelo diretor-geral de Energia e Geologia.

3 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar a integração do polo de consumo em concessão de distribuição regional preexistente em cuja área a rede de distribuição local se situava, nos casos de extinção da licença previstos na alínea a) do n.º 2 e no n.º 7 do artigo anterior.

4 - A decisão referida no número anterior identifica quais os bens referidos no n.º 1 que passam a integrar base de ativos regulados da concessão.

Artigo 45.º
Ligação às redes de distribuição

1 - A ligação da rede de transporte e das infraestruturas de produção de gases de origem renovável, de produção de gases de baixo teor de carbono e de consumo às redes de distribuição, bem como entre estas, deve ser efetuada em condições técnica e economicamente adequadas, nos termos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento de Operação das Infraestruturas.

2 - A responsabilidade pelos encargos com a ligação às redes de distribuição é estabelecida nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no presente decreto-lei.

Artigo 46.º
Redes de distribuição fechadas

1 - Considera-se rede de distribuição fechada uma rede que distribua gás no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados geograficamente circunscrito e que não abasteça clientes domésticos, desde que se verifique pelo menos um dos seguintes requisitos:

a) Por razões técnicas ou de segurança específicas, as operações ou o processo de produção dos utilizadores da rede estejam integrados;

b) A rede distribua gás essencialmente ao proprietário ou ao operador da rede ou a empresas que lhes estejam ligadas.

2 - Considera-se que não abastecem clientes domésticos, para efeitos do disposto no número anterior, as redes de distribuição fechada que sejam utilizadas a título acessório por um número reduzido de agregados familiares ligados ao proprietário da rede, por vínculo laboral ou outro, e com residência na área servida pela rede.

3 - A operação de uma rede de distribuição fechada depende da prévia atribuição de uma licença pela DGEG e da aprovação do respetivo projeto pelas entidades competentes, nos termos e procedimentos previstos para a aprovação das redes de distribuição privativa, com as devidas adaptações.

4 - Os termos da classificação e estabelecimento de uma rede de distribuição fechada, a disciplina da sua exploração e os procedimentos para a atribuição de licenças de operação são estabelecidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE.

5 - O fornecimento por rede fechada não impede os consumidores de escolherem livremente o seu comercializador.

6 - Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, as tarifas de acesso de terceiros às redes fechadas são estabelecidas pelos seus proprietários ou operadores, não estando sujeitas aos requisitos estabelecidos para a aprovação das tarifas reguladas pela ERSE.

7 - Caso um utilizador de uma rede fechada não concorde com as tarifas de acesso ou as suas metodologias, por falta de transparência ou razoabilidade, pode solicitar a intervenção da ERSE para analisar e, caso necessário, fixar as tarifas segundo as metodologias a estabelecer por esta entidade nos seus regulamentos.

Artigo 47.º
Relacionamento das concessionárias e licenciadas das redes de distribuição

As concessionárias e licenciadas das redes de distribuição relacionam-se comercialmente com os utilizadores das respetivas infraestruturas, tendo direito a receber pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas, definidas no Regulamento Tarifário.

Secção III
Comercialização de gás

Artigo 48.º
Regime de exercício

1 - A atividade de comercialização de gás é exercida em regime de livre concorrência, ficando sujeita a registo nos termos previstos no presente decreto-lei.

2 - O regime de registo tem em conta as normas de reconhecimento dos agentes de comercialização estrangeiros decorrentes de acordos em que o Estado Português seja parte, nos termos previstos no artigo seguinte.

3 - Excetua-se do disposto no n.º 1 a atividade de comercialização de último recurso que está sujeita a licença e a regulação nos termos previstos no presente decreto-lei e em legislação e regulamentação complementares.

Artigo 49.º
Reconhecimento de comercializadores

1 - No âmbito do funcionamento de mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais de que o Estado Português seja parte signatária, o reconhecimento de comercializador por uma das partes determina o reconhecimento automático pela outra, nos termos previstos nos respetivos acordos.

2 - Compete à DGEG efetuar o registo dos comercializadores reconhecidos nos termos do número anterior.

Artigo 50.º
Conteúdo do registo de comercialização

O registo para o exercício da atividade de comercialização de gás deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) A identificação do titular;

b) A data e número de ordem do registo.

Artigo 51.º
Procedimento de registo

1 - O pedido de registo é apresentado no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, devendo ser dirigido à DGEG e incluir a identificação completa do requerente, com menção do nome ou firma, do número de identificação fiscal, domicílio profissional ou sede, do estabelecimento principal no território nacional, quando este exista, bem como o número do telefone, fax e endereço eletrónico.

2 - Estão impedidos de requerer o registo referido no número anterior os interessados que, nos cinco anos anteriores à data do pedido de registo, tenham sido detentores de participação de capital, membros do conselho de administração ou exercido a gerência em comercializador que tenha visto o seu registo revogado nos termos do n.º 4 do artigo 53.º.

3 - Estão ainda impedidos de requerer o registo referido no n.º 1 os interessados cujos detentores de participação de capital, membros do conselho de administração ou gerentes, se encontrem impedidos nos termos do número anterior.

4 - A atribuição do registo de comercialização carece de prévia demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais se solicita o respetivo registo.

5 - Os interessados devem instruir o seu pedido de registo com os seguintes elementos:

a) Documento comprovativo da identidade do requerente ou, no caso de o interessado ser uma pessoa coletiva, código de acesso à certidão permanente de registo comercial ou cópia dos respetivos estatutos quando a sede se localizar fora do território nacional;

b) Declaração de habilitação e de não impedimento para o exercício da atividade de comercialização de acordo com o anexo v do presente decreto-lei e do qual faz parte integrante;

c) Declaração do requerente de que tomou conhecimento das obrigações decorrentes do presente decreto-lei e demais legislação e regulamentação aplicáveis, identificadas na informação disponibilizada no balcão único referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e de que as respeita integralmente;

d) Autorização de divulgação das informações constantes do pedido de registo;

e) Documento contendo a identificação dos meios utilizados para o cumprimento das obrigações perante os consumidores, nomeadamente no que respeita à comunicação e interface com os clientes e à qualidade de serviço, bem como para a compensação e liquidação das suas responsabilidades.

6 - As declarações exigidas aos requerentes do registo devem ser assinadas sob compromisso de honra pelos mesmos ou respetivos representantes legais.

7 - Após a receção do pedido de registo, a DGEG verifica a conformidade do mesmo com o disposto nos números anteriores e, se for caso disso, solicita ao requerente a apresentação dos elementos em falta ou complementares, fixando um prazo razoável para o efeito, comunicando que a referida solicitação determina a suspensão do prazo de decisão e alertando para o facto de que a sua não satisfação, no prazo fixado, determina a rejeição liminar do pedido.

8 - Concluída a instrução do procedimento, a DGEG profere decisão sobre o pedido de registo apresentado pelo requerente, fixando, no caso de deferimento, as condições a que o mesmo fica sujeito.

9 - O pedido de registo considera-se tacitamente deferido se a DGEG não se pronunciar no prazo de 30 dias contados da data da sua apresentação, sem prejuízo da suspensão desse prazo, no caso de solicitação, nos termos do n.º 7, de elementos em falta ou complementares, até à data de apresentação desses elementos pelo requerente.

10 - Em caso de deferimento tácito, os elementos referidos nas alíneas a) e b) do artigo anterior são automaticamente inscritos no registo de comercializadores.

11 - A DGEG deve indeferir o pedido de registo, após audiência prévia do requerente nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 4/2015, de 7 de janeiro, caso se verifiquem situações de não habilitação ou de impedimento previstas nos n.os 2 e 3 e no anexo v ao presente decreto-lei ou de não disposição dos meios necessários ao cumprimento das obrigações impostas à atividade de comercialização.

12 - Pelos custos de apreciação do pedido de registo e da efetivação do registo é devida uma taxa que reverte a favor da DGEG.

13 - Para efeitos do n.º 4, a DGEG, ouvida a ERSE, apresenta, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização.

Artigo 52.º
Listagem de comercializadores de gás registados

A DGEG divulga e mantém atualizada no balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e no seu sítio na Internet, a lista dos comercializadores de gás reconhecidos e registados nos termos do presente decreto-lei, com indicação do nome ou firma, domicílio profissional ou sede, telefone, fax, endereço eletrónico e data do respetivo registo.

Artigo 53.º
Prazo, transmissão e extinção do título de registo de comercializador de gás

1 - Os registos de comercialização de gás são efetuados por prazo indeterminado, sem prejuízo da sua extinção nos termos do presente decreto-lei.

2 - O registo extingue-se por caducidade ou por revogação.

3 - A extinção do registo por caducidade ocorre em caso de morte, dissolução, insolvência ou cessação da atividade do seu titular.

4 - Para além das situações previstas nos termos gerais da lei, o registo pode ser revogado pela DGEG, na sequência de audiência prévia do requerente nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo, quando se verifique a falsidade dos dados e declarações prestados no respetivo pedido ou quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nomeadamente:

a) Não cumprir, sem motivo justificado, as determinações impostas pelas autoridades administrativas;

b) Violar reiteradamente o cumprimento das disposições legais e as normas técnicas aplicáveis ao exercício da atividade de comercialização;

c) Não cumprir, reiteradamente, a obrigação de envio da informação estabelecida na legislação e na regulamentação aplicáveis;

d) Não iniciar o exercício da atividade no prazo de um ano após o seu registo ou, tendo iniciado o seu exercício, o interromper por igual período, sendo esta inatividade confirmada pelo operador da RNTG.

5 - O registo pode ainda ser revogado pela DGEG na sequência de declaração de renúncia apresentada pelo respetivo titular, através do balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e com a antecedência mínima de quatro meses relativamente à data pretendida para a produção dos respetivos efeitos, devendo a DGEG, nessa data, proceder à revogação do registo.

6 - O registo de comercializador de gás é pessoal e intransmissível, ressalvadas as situações de reestruturação societária, que são averbadas no respetivo registo.

7 - A extinção do registo é comunicada pela DGEG ao comercializador de último recurso retalhista e à ERSE.

Artigo 54.º
Direitos e deveres dos comercializadores de gás

1 - Constituem direitos dos comercializadores de gás, para além do exercício da atividade nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis, os seguintes:

a) Transacionar gás através de contratos bilaterais celebrados com outros agentes do mercado de gás ou através de mercados organizados, após o cumprimento dos requisitos de acesso a estes mercados;

b) Aceder às infraestruturas, às redes e às interligações, nos termos estabelecidos na legislação e regulamentação aplicáveis, para entrega de gás aos respetivos clientes;

c) Contratar livremente a venda de gás com os seus clientes.

2 - São deveres dos comercializadores de gás registados, nomeadamente:

a) Assegurar o fornecimento ininterrupto de gás, salvo casos fortuitos ou de força maior, por razões de interesse público, de serviço ou de segurança, ou por facto imputável ao cliente ou a terceiros, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais;

b) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

c) Enviar, de dois em dois anos, através do balcão único eletrónico dos serviços referido no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, a informação atualizada prevista no n.º 5 do artigo 51.º;

d) Cumprir todas as normas legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade;

e) Assegurar a prestação de informações transparentes sobre os preços e tarifas aplicáveis e as condições normais de acesso e utilização dos seus serviços;

f) Prestar a demais informação devida aos clientes, nomeadamente sobre as opções tarifárias mais apropriadas ao seu perfil de consumo, para além da informação identificada no artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual;

g) Emitir faturação discriminada de acordo com as normas aplicáveis;

h) Proporcionar aos seus clientes meios de pagamento diversificados;

i) Não discriminar entre clientes e atuar com transparência nas suas operações;

j) Facultar, a todo o momento e de forma gratuita, o acesso do cliente aos seus dados de consumo, bem como o acesso a esses dados, mediante acordo do cliente, por outro comercializador;

k) Disponibilizar aos clientes, a título gratuito, informação periódica sobre o seu consumo e custos efetivos, com vista à criação de incentivos para economias de energia;

l) Prestar informações à DGEG e à ERSE sobre consumos, número de clientes, preços e condições de venda para os diversos segmentos ou bandas de consumo, nas diversas categorias de clientes, com salvaguarda das regras de confidencialidade e proteção dos dados pessoais;

m) Manter o registo de todas as operações comerciais, cumprindo os requisitos legais de manutenção de bases de dados, durante um prazo mínimo de cinco anos, com sujeição a auditoria, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia;

n) Manter a situação de habilitação e de não impedimento, bem como os meios necessários ao cumprimento das obrigações impostas ao exercício da atividade de comercialização, tal como evidenciado nas declarações e documentos previstos no n.º 5 do artigo 51.º;

o) Manter as capacidades técnica, legal e financeira necessárias para o exercício da função;

p) Apresentar propostas de fornecimento de gás para as quais disponha de oferta a todos os clientes que o solicitem, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, com respeito pelos princípios estabelecidos na legislação da concorrência;

q) Assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança de gás de acordo com o previsto no presente decreto-lei e a regulamentação em vigor;

r) Colaborar na promoção das políticas de eficiência energética e de gestão da procura nos termos legalmente estabelecidos;

s) Cumprir as quotas mínimas de incorporação de outros gases no seu aprovisionamento de gás.

Artigo 55.º
Informação sobre preços de comercialização de gás

1 - Os comercializadores ficam obrigados a enviar à ERSE, anualmente e sempre que ocorram alterações, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais, uma tabela dos preços de referência que se propõem praticar para os clientes de baixa pressão no âmbito da comercialização de gás.

2 - Os comercializadores ficam ainda obrigados a:

a) Publicitar os preços de referência que praticam relativamente aos clientes de baixa pressão, designadamente nos seus sítios na Internet e em conteúdos promocionais;

b) Enviar à ERSE, de acordo com a periodicidade a definir por esta entidade, os preços efetivamente praticados em relação a todos os clientes no semestre anterior.

3 - As faturas emitidas pelos comercializadores devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores faturados, nos termos da lei e do Regulamento de Relações Comerciais.

4 - A ERSE deve publicitar, no seu sítio na Internet, os preços de referência dos comercializadores relativamente aos clientes de baixa pressão, podendo complementar esta publicitação com outros meios adequados, designadamente folhetos, tendo em vista informar os consumidores das diversas opções de preços existentes no mercado, com vista a possibilitar que estes, em cada momento, possam optar pelas melhores condições oferecidas pelo mercado.

5 - A informação prevista nos números anteriores fica sujeita a supervisão da ERSE, ficando os comercializadores obrigados a facultar-lhe toda a documentação necessária e o acesso direto aos registos que suportam esta informação.

6 - Os comercializadores ficam igualmente obrigados a manter os registos relativos a todas as transações relevantes de gás e derivados de gás com clientes grossistas e operadores de redes de transporte, distribuição, armazenamento subterrâneo e terminais de GNL, produtores de gases de origem renovável e produtores de gases de baixo teor de carbono, por um período mínimo de cinco anos, assim como os respetivos suportes contratuais, ficando estes auditáveis e sujeitos à supervisão da ERSE no âmbito das suas competências.

7 - A informação referida no número anterior deve especificar as características das transações relevantes, tais como as relativas à duração, entrega e regularização, quantidade e hora de execução, preços de transação e outros meios, sendo os métodos e disposições para a manutenção dos registos objeto de regulamentação da ERSE, tendo em consideração as orientações adotadas pela Comissão Europeia.

8 - A ERSE deve elaborar, anualmente, um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento de gás em baixa pressão, os quais resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência para a aquisição de gás, com o objetivo de estabelecer uma referência para os consumidores, e tendo em vista o apoio dos referidos consumidores na contratação do fornecimento de gás.

9 - Para efeitos do número anterior, o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos aos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

10 - Para efeitos do n.º 8, os custos médios de referência para a aquisição de gás são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de gás por parte dos comercializadores de último recurso previsto no Regulamento Tarifário.

11 -Os comercializadores ficam ainda obrigados a enviar à DGEG, com a periodicidade prevista na legislação e regulamentação nacional e comunitária aplicáveis, informação relativa aos preços médios praticados, consumos e número de clientes, bem como às componentes dos respetivos preços e respetivos encargos.

Artigo 56.º
Relacionamento dos comercializadores de gás

1 - Os comercializadores de gás podem contratar o gás necessário ao abastecimento dos seus clientes através da celebração de contratos bilaterais ou através da participação em mercados organizados.

2 - Os comercializadores de gás relacionam-se comercialmente com os operadores das redes e demais infraestruturas da RNTIAT, às quais estão ligadas as infraestruturas dos seus clientes, assumindo a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de uso das redes e outros serviços, bem como pela prestação das garantias contratuais legalmente estabelecidas.

3 - O relacionamento comercial com os clientes decorre da celebração de um contrato de fornecimento de gás, que deve observar as disposições estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

4 - Os comercializadores de gás podem exigir aos seus clientes a prestação de caução, a seu favor, para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de compra e venda de gás, exceto quanto aos clientes domésticos.

Artigo 57.º
Relações com os clientes

1 - Os contratos dos comercializadores com os clientes estão sujeitos à forma escrita, em formato eletrónico com assinatura digital qualificada, devendo ser redigidos em linguagem clara e compreensível e especificar os seguintes elementos, sem prejuízo do disposto no Regulamento das Relações Comerciais:

a) A identidade e o endereço do comercializador;

b) Os serviços fornecidos, suas características e níveis de qualidade e data do início de fornecimento de gás, bem como a especificação dos meios de pagamento ao dispor dos clientes e as condições normais de acesso e utilização dos serviços do comercializador;

c) O tipo de serviços de manutenção, caso sejam oferecidos;

d) A duração do contrato, as condições de renovação e termo, bem como as condições de denúncia, devendo especificar se a denúncia importa ou não o pagamento de encargos por parte dos clientes;

e) A compensação e as disposições de reembolso aplicáveis caso os níveis de qualidade dos serviços contratados não sejam atingidos, designadamente em caso de faturação inexata ou em atraso;

f) Os meios de pagamento ao dispor dos clientes;

g) Os meios de resolução de litígios, que devem ser acessíveis, simples e eficazes;

h) Informações sobre os direitos dos consumidores;

i) A quota de incorporação de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono no gás fornecido.

2 - As condições estabelecidas nos contratos dos comercializadores com os clientes devem ser equitativas e explicitadas com transparência antes da celebração do contrato, em termos que

assegurem aos clientes o efetivo exercício dos seus direitos e os protejam contra práticas comerciais desleais.

3 - Previamente à celebração dos respetivos contratos, os comercializadores devem assegurar aos clientes a possibilidade de escolha quanto aos métodos de pagamento, de acordo com os seguintes termos:

a) A escolha de um determinado método de pagamento não deve implicar uma discriminação injustificada entre clientes;

b) Os sistemas de pré-pagamento devem ser equitativos e refletir adequadamente o consumo provável;

c) Qualquer diferença nos termos e condições contratuais deve refletir os custos dos diferentes sistemas de pagamento para o comercializador.

4 - Os comercializadores devem notificar os clientes de qualquer intenção de alterar as condições contratuais, informando-os, na data dessa notificação, do seu direito à denúncia do contrato caso não aceitem as novas condições, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

5 - Os comercializadores devem notificar os seus clientes de qualquer aumento dos encargos resultante de alteração de condições contratuais, previamente à entrada em vigor do aumento, podendo os clientes denunciar de imediato os contratos se não aceitarem as novas condições que lhes sejam notificadas.

6 - Se um cliente pretender mudar de comercializador, essa mudança deve ser efetuada no prazo definido no Regulamento das Relações Comerciais, não podendo o cliente ser obrigado a efetuar qualquer pagamento ou a suportar qualquer custo por tal mudança.

7 - Na sequência da mudança de comercializador, os clientes devem receber um acerto de contas final, no prazo definido no Regulamento das Relações Comerciais.

8 - Os comercializadores, nas faturas ou na documentação que as acompanhe e no material promocional posto à disposição dos clientes finais, devem especificar as seguintes referências:

a) A contribuição de cada fonte de energia para o total do gás adquirido pelo comercializador no ano anterior;

b) As fontes de consulta em que se baseiam as informações facultadas ao público sobre o impacte ambiental, nomeadamente em termos de emissões de dióxido de carbono evitadas, outros gases poluentes e resíduos, resultantes da produção de gás a partir das diversas fontes da energia comercializadas no decurso do ano anterior.

9 - No que respeita ao gás adquirido através de um mercado organizado ou importado de uma empresa situada fora da União Europeia, podem ser utilizados os dados agregados disponibilizados pelo mercado ou pela empresa no ano anterior.

10 - Para além do disposto nos números anteriores, os comercializadores devem, ainda, em matéria de rotulagem de gás, cumprir com as disposições estabelecidas na lei e regulamentação aplicável.

11 - Os clientes têm direito à igualdade no acesso aos serviços de fornecimento de gás, não podendo, em caso algum, o uso de meios eletrónicos implicar restrições ou discriminações não previstas para os que se relacionem com os comercializadores por meios não eletrónicos, sem prejuízo da adoção de medidas de diferenciação positiva para a utilização de meios eletrónicos no relacionamento com os comercializadores.

Artigo 58.º
Reclamações e pedidos de clientes

1 - Sem prejuízo dos casos em que haja lugar à aplicação do regime previsto no Decreto-Lei n.º 156/2005, de 15 de setembro, na sua redação atual, os comercializadores devem implementar procedimentos adequados ao tratamento célere e harmonizado de reclamações e pedidos de informações que lhes sejam apresentados pelos clientes prevendo um sistema automatizado de reembolso e de compensação por eventuais prejuízos.

2 - O disposto no número anterior não obsta às compensações definidas na regulamentação da ERSE.

3 - Os comercializadores devem apresentar à ERSE, anualmente, um relatório com a descrição das reclamações apresentadas, bem como o resultado das mesmas, nos termos constantes do Regulamento da Qualidade do Serviço.

4 - A ERSE publica anualmente na plataforma referida no artigo 74.º as conclusões dos relatórios apresentados nos termos do número anterior, com a indicação do número de reclamações recebidas e do comercializador em causa.

Artigo 59.º
Leilões de gás

1 - Com o objetivo de facilitar a entrada de novos agentes no mercado de gás, o Regulamento de Relações Comerciais pode prever a realização pelo comercializador do SNG de leilões anuais de gás para satisfação de consumos nacionais.

2 - O gás adquirido nos leilões destina-se a ser consumido em instalações situadas em território nacional, excluindo os centros eletroprodutores em regime ordinário.

3 - Os termos e condições de realização dos leilões são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelo comercializador do SNG.

Subsecção II
Comercializador do Sistema Nacional de Gás

Artigo 60.º
Atividade do comercializador do Sistema Nacional de Gás

1 - O comercializador do SNG é a entidade titular dos contratos de longo prazo em regime de take or pay celebrados em data anterior à entrada em vigor da Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 de junho de 2003.

2 - O comercializador do SNG fornece gás às seguintes entidades:

a) Comercializador de último recurso grossista, no âmbito da atividade de compra e venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas;

b) Centros eletroprodutores com contrato de fornecimento outorgado em data anterior a 27 de julho de 2006;

c) Outras entidades, sem prejuízo do fornecimento às entidades referidas nas alíneas anteriores.

Subsecção III
Comercialização de último recurso

Artigo 61.º
Comercializadores de último recurso

1 - A atividade de comercialização de último recurso é exercida, mediante atribuição de licença, em regime de serviço público e de exclusividade, para uma área geográfica delimitada, nos termos estabelecidos no presente decreto-lei.

2 - O comercializador de último recurso grossista exerce a atividade de aquisição de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas no território nacional e de aquisição de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono aos respetivos produtores para a garantia do cumprimento das quotas mínimas de incorporação de outros gases por parte dos demais intervenientes do SNG.

3 - O comercializador de último recurso retalhista é responsável pelo fornecimento de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na sua redação atual, enquanto vigorarem as tarifas transitórias legalmente estabelecidas, e, após a extinção destas, pelo fornecimento aos clientes finais economicamente vulneráveis, nos termos do artigo 5.º do mesmo diploma.

4 - Os comercializadores de último recurso retalhistas são ainda responsáveis por fornecer gás aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado.

5 - A atribuição de novas licenças de comercializador de último recurso fica dependente da abertura de procedimento concorrencial.

6 - A abertura do procedimento concorrencial e a aprovação das peças do procedimento são aprovadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e estabelecem as condições da licença a atribuir, nomeadamente, o prazo das licenças de comercializador de último recurso, grossista e retalhista, e a delimitação da área geográfica, no caso das licenças de comercializador de último recurso retalhista.

7 - A condução do procedimento concorrencial e a atribuição de novas licenças de comercializador de último recurso competem ao diretor-geral de Energia e Geologia.

8 - O exercício da atividade de comercialização de último recurso de gás é regulado pela ERSE.

Artigo 62.º
Transmissão, modificação e extinção das licenças de comercialização de último recurso

1 - As licenças de comercialização de último recurso retalhista são transmissíveis mediante autorização do diretor-geral de Energia e Geologia, desde que se mantenham os pressupostos que determinaram a sua atribuição.

2 - São averbadas à licença mediante despacho do diretor-geral de Energia e Geologia as reestruturações societárias do comercializador de último recurso, por requerimento acompanhado do projeto de transformação societária.

3 - Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto no número anterior são nulos e desprovidos de quaisquer efeitos jurídicos, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 - As licenças de comercialização de último recurso extinguem-se por caducidade ou por revogação.

5 - A caducidade da licença ocorre em caso de decurso do respetivo prazo, dissolução, insolvência ou cessação da atividade do seu titular.

6 - A licença pode ser revogada quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade, nomeadamente:

a) Não cumprir, sem motivo justificado, as determinações impostas pelas autoridades administrativas;

b) Violar reiteradamente o cumprimento das disposições legais e as normas técnicas aplicáveis ao exercício da atividade licenciada;

c) Não cumprir, reiteradamente, a obrigação de envio da informação estabelecida na legislação e na regulamentação aplicáveis;

d) Não começar a exercer a atividade no prazo de um ano após a emissão da licença, ou, tendo-a começado a exercer, a haja interrompido por igual período, sendo esta inatividade confirmada pelo gestor técnico global do SNG.

Artigo 63.º
Aquisição de gás pelos comercializadores de último recurso

1 - O comercializador de último recurso grossista adquire as quantidades de gás que lhe sejam solicitadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

2 - O comercializador de último recurso grossista assegura ainda a aquisição dos gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono aos respetivos produtores que lhes sejam solicitados por parte dos demais intervenientes do SNG para a garantia do cumprimento das quotas mínimas de incorporação de outros gases.

3 - As aquisições de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas destinam-se a garantir o abastecimento necessário à satisfação dos contratos com clientes finais e pode ser efetuada:

a) Ao comercializador do SNG, diretamente ou através de leilões;

b) Em mercados organizados;

c) Através de contratos bilaterais.

4 - O comercializador de último recurso grossista, na aquisição de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, assegura, em qualquer caso, que o preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição.

5 - Para efeitos do disposto no n.º 3, o preço de aquisição direta ao comercializador do SNG é estabelecido de acordo com o Regulamento Tarifário.

6 - A ERSE estabelece no Regulamento Tarifário e no Regulamento de Relações Comerciais incentivos para a progressiva aquisição de gás em mercado pelo comercializador de último recurso grossista.

7 - O comercializador de último recurso grossista deve prestar à ERSE as informações necessárias à aferição do disposto nos n.os 1 e 2, nos termos a estabelecer no Regulamento Tarifário.

Artigo 64.º
Fornecimento para garantia de cumprimento das quotas mínimas de incorporação

1 - Para efeitos de garantia do cumprimento das quotas mínimas de incorporação de outros gases dos intervenientes do SNG, o comercializador de último recurso grossista vende outros gases aos comercializadores de último recurso retalhistas, aos comercializadores e aos

consumidores que adquiram diretamente gás por recurso a contratos de fornecimento bilaterais ou a mercados organizados aos preços de referência diários do MIBGás.

2 - A compensação do comercializador de último recurso grossista pelo diferencial entre o preço de aquisição de outros gases, determinado nos termos estabelecidos no mecanismo de apoio à produção previsto no artigo 73.º, e o preço de venda determinado nos termos do número anterior é efetuada pelo Fundo Ambiental, nos termos definidos por despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente.

Artigo 65.º
Direitos e deveres dos comercializadores de último recurso retalhistas

1 - Constitui direito dos comercializadores de último recurso retalhistas o exercício da atividade licenciada nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

2 - Pelo exercício da atividade de comercialização de último recurso retalhista é assegurada uma remuneração que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada em condições de gestão eficiente, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis.

3 - São deveres dos comercializadores de último recurso retalhistas, nomeadamente:

a) Adquirir gás para comercialização de último recurso nas condições previstas no presente decreto-lei;

b) Assegurar o fornecimento de gás em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência de oferta se mantenha;

c) Fornecer gás aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de gás, nos termos dos n.os 5 e 6;

d) Assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança de gás de acordo com o previsto no presente decreto-lei e na regulamentação em vigor;

e) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis;

f) Cumprir todas as normas previstas na respetiva regulamentação e as obrigações previstas nos termos das licenças;

g) Aplicar a clientes finais com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m^3, a título transitório, as tarifas transitórias de venda previstas no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na sua redação atual, e, de forma contínua, aos clientes economicamente vulneráveis, a tarifa social de fornecimento de gás prevista no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na sua redação atual, conforme publicadas pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

4 - Nas situações previstas nas alíneas b) e c) do número anterior, o comercializador de último recurso retalhista aplica as tarifas reguladas ou 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 fornecimento de gás, nos termos do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na sua redação atual.

5 - Nos casos previstos na alínea c) do n.º 3, os clientes abrangidos são notificados com a informação de que o comercializador de último recurso retalhista lhes assegura o fornecimento de gás até que estes contratualizem o fornecimento com um comercializador em regime de mercado devidamente habilitado, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais.

6 - Se, no caso previsto no número anterior, se verificar ausência de alternativa de comercializadores registados decorrido o período previsto no Regulamento das Relações Comerciais, é aplicável o disposto na alínea b) do n.º 3.

Secção IV

Operação de mercados organizados de gás

Artigo 66.º
Mercado organizado

1 - O mercado organizado, a prazo e a contado, corresponde a um sistema de diferentes modalidades de contratação que possibilitam o encontro entre a oferta e a procura de gás e de instrumentos cujo ativo subjacente seja gás ou ativo equivalente.

2 - A realização de operações a prazo sobre gás está sujeita a autorização, mediante portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia, nos termos do n.º 3 do artigo 207.º do Código dos Valores Mobiliários.

3 - Os operadores de mercado, a prazo e a contado, devem ser autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia e, nos casos em que a legislação assim obrigue, pelo membro do Governo responsável pela área das finanças, para o exercício dessa atividade.

4 - Podem ser admitidos como membros do mercado organizado os intermediários financeiros, comercializadores e outros agentes que reúnam os requisitos previstos no n.º 2 do artigo 206.º do Código dos Valores Mobiliários e demais requisitos fixados pela entidade gestora do mercado, desde que, em qualquer dos casos, tenham celebrado contrato com um participante do sistema de liquidação das operações realizadas nesse mercado.

5 - A atividade de gestão de mercados organizados e de prestação de serviços de compensação são regulados pela ERSE e pela CMVM, no âmbito das competências legalmente atribuídas.

6 - Compete aos operadores de mercado fixar os critérios para a determinação dos índices de preço referentes a cada um dos tipos de contratos.

Artigo 67.º
Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão do mercado organizado e pela concretização de atividades conexas, nos termos do número seguinte, da legislação prevista no n.º 3 do artigo anterior e, subsidiariamente, das disposições da legislação financeira aplicáveis aos mercados em que se realizem operações a prazo.

2 - São deveres dos operadores de mercado, nomeadamente:

a) Gerir mercados organizados de contratação de gás;

b) Assegurar que os mercados referidos na alínea anterior sejam dotados de adequados serviços de liquidação;

c) Divulgar informação relativa ao funcionamento dos mercados de forma transparente e não discriminatória, devendo, nomeadamente, publicar informação, agregada por agente, relativa a preços e quantidades transacionadas;

d) Comunicar ao operador da RNTG toda a informação relevante para a gestão técnica global do SNG, designadamente para a monitorização da capacidade de interligação e para a respetiva gestão comercial, nos termos do Regulamento de Operação das Infraestruturas.

Artigo 68.º
Integração da gestão de mercados organizados

A gestão de mercados organizados integra-se no âmbito do funcionamento dos mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais celebrados entre o Estado Português e outros Estados-Membros da União Europeia.

Secção V
Produção de gases de origem renovável

Artigo 69.º
Exercício da atividade de produção de gases de origem renovável

1 - O exercício da atividade de produção de gases de origem renovável está sujeito a registo prévio, nos termos dos artigos seguintes.

2 - O registo prévio para a produção de gases de origem renovável apenas pode ser deferido a pessoas coletivas que demonstrem possuir capacidade técnica, financeira e de gestão adequadas.

3 - O regime previsto para o exercício da atividade de produção de gases de origem renovável é também aplicável à produção de gases de baixo teor de carbono.

Artigo 70.º
Registo prévio

1 - O registo prévio é efetuado através do balcão único eletrónico dos serviços, a que se refere o artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, e observa o seguinte:

a) A inscrição do requerente na plataforma, através do preenchimento do formulário disponibilizado por esta, e acompanhado dos elementos mencionados no anexo vi ao presente decreto-lei e do qual faz parte integrante, após o qual é emitido recibo atestando a data e hora da validação da inscrição que corresponde à apresentação do pedido;

b) No procedimento de registo prévio não há lugar a consultas a entidades externas à DGEG;

c) Após validação da inscrição, quando o projeto envolva ligação à rede, o operador da rede de transporte, ou o operador da rede de distribuição, conforme os casos, que está registado na mesma plataforma, pronuncia-se, respeitando a ordem sequencial dos pedidos, sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, fixando desde logo as condições técnicas para a ligação proposta;

d) A DGEG aceita ou recusa o registo prévio, após emissão da pronúncia das entidades referidas na alínea anterior, nos casos em que a ela haja lugar.

2 - O registo prévio pode ser recusado no prazo de 30 dias quando se verifique a inobservância dos requisitos legais e regulamentares para o exercício da atividade ou a inexistência de condições técnicas.

3 - Decorrido o prazo previsto no número anterior sem que o registo tenha sido recusado, o produtor:

a) Paga as taxas devidas pelo registo, no prazo de 10 dias úteis;

b) Inicia os procedimentos necessários para a instalação do estabelecimento de produção de gases de origem renovável.

4 - O produtor de gases de origem renovável inscreve no registo, por averbamento, a conclusão da instalação do estabelecimento de produção de gases de origem renovável e o início da sua exploração.

5 - O registo caduca quando:

a) Não forem pagas as taxas devidas no prazo estabelecido;

b) O estabelecimento de produção de gases de origem renovável não entrar em exploração no prazo de dois anos;

c) O respetivo titular renunciar ao registo.

6 - Estão dispensadas de novo registo, ficando sujeitas a mero averbamento, as alterações decorrentes da mudança da titularidade do registo, que só podem ocorrer após o averbamento do início da exploração do estabelecimento de produção de gases de origem renovável.

7 - A DGEG revoga o registo, após audiência prévia do interessado nos termos do Código de Procedimento Administrativo, quando verifique que a atividade está a ser exercida em desconformidade com as normas legais e regulamentares e o produtor não tenha adotado as recomendações da DGEG para reposição da legalidade no prazo que lhe tiver sido fixado.

8 - O prazo para a entrada em exploração do estabelecimento de produção de gases de origem renovável referido na alínea b) do n.º 5 é prorrogável, por uma vez e por um ano, por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, sendo averbado no registo, quando a sua insuficiência se deva a motivos não imputáveis ao titular do registo e por ele não evitáveis.

9 - As regras de funcionamento da plataforma informática e de operacionalização do procedimento de registo prévio, bem como as normas técnicas aplicáveis e os documentos instrutórios necessários, são aprovadas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, no prazo de três meses após a publicação do presente decreto-lei, e são publicitadas no sítio na Internet da DGEG.

Artigo 71.º
Direitos dos titulares de registo prévio para a produção de gases de origem renovável

1 - Os titulares de registo prévio para a produção de gases de origem renovável podem destinar a sua produção:

a) À injeção, total ou parcial, na RPG, nos termos do número seguinte;

b) Ao autoconsumo, individual ou coletivo, designadamente na área dos transportes e na indústria;

c) À exportação, designadamente por via terrestre ou marítima.

2 - Os titulares de registo prévio para a produção de gases de origem renovável podem vender a totalidade ou parte do gás renovável produzido, nas condições estabelecidas nos regulamentos da ERSE:

a) Ao comercializador de último recurso grossista, nos termos do artigo 63.º;

b) Por contratos bilaterais;

c) Em mercados organizados.

3 - Os titulares de registo prévio para a produção de gases de origem renovável têm ainda o direito de executar as ligações à rede de transporte ou à rede de distribuição, conforme os casos, nas condições fixadas no procedimento de registo prévio pelo respetivo operador.

4 - Nos casos de autoconsumo singular ou coletivo de outros gases, as infraestruturas de ligação entre o produtor e os consumidores não integram as concessões ou licenças de distribuição e transporte, conforme os casos, que vigorem na respetiva área geográfica.

Artigo 72.º
Encargos de ligação às redes

1 - A ligação do produtor de gases de origem renovável à RPG está sujeita ao pagamento dos encargos de ligação à rede a determinar pela ERSE, considerando os seguintes princípios:

a) Os encargos com a ligação desde o estabelecimento de produção, que sirva em exclusivo um ou mais produtores, até à interligação com a RPG, incluindo as infraestruturas associadas à ligação e injeção na rede, são da responsabilidade dos respetivos titulares de registo, sem prejuízo das disposições regulamentares aplicáveis;

b) Sempre que um ramal passar a ser utilizado por um novo produtor, os titulares de registo que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por aquele, nos termos a definir pela ERSE.

2 - O operador de rede pode propor o sobredimensionamento do ramal de ligação e demais infraestruturas de ligação, com o objetivo de obter solução globalmente mais económica para o conjunto das utilizações possíveis do ramal, comparticipando nos respetivos encargos de constituição, nos termos a estabelecer pela ERSE.

3 - Os operadores da RPG devem fornecer aos produtores de gases de origem renovável que desejem ser ligados às respetivas redes informações exaustivas e necessárias por eles requeridas, no prazo definido na regulamentação aplicável, nomeadamente:

a) Uma estimativa completa e pormenorizada dos custos associados à ligação;

b) Um calendário indicativo razoável para a ligação à rede proposta.

4 - Para a execução das infraestruturas necessárias à ligação e injeção na RPG os titulares do registo podem constituir servidões e requerer a expropriação por utilidade pública dos bens imóveis necessários nos mesmos termos e condições dos concessionários.

5 - As infraestruturas referidas no n.º 2 do artigo anterior e nos n.os 1 e 2 do presente artigo integram-se, sem necessidade de qualquer formalidade, no domínio público do concedente e no objeto da concessão respetiva, não podendo ser consideradas como ativo a remunerar na parte correspondente ao custo suportado pelo produtor.

Artigo 73.º
Apoios à produção

1 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode fixar por portaria regimes específicos de aquisição para determinados gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono, ouvida a ERSE e o operador da RNTG, no âmbito das suas atribuições.

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode ainda fixar por portaria outros mecanismos de apoio à produção de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono, destinados a alcançar a paridade de custo entre estes gases e o gás natural.

3 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode ainda fixar por portaria outros mecanismos de apoio à produção de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono, destinados a alcançar a paridade de custo entre estes gases e combustíveis fósseis.

4 - A atribuição dos mecanismos de apoio à produção, previstos nos números anteriores, respeita as regras do mercado interno, nomeadamente em matéria de auxílios de Estado, e é sujeita a um procedimento concorrencial aberto a todos os interessados.

5 - As peças do procedimento, os termos do apoio, o seu prazo e a sua forma de financiamento são aprovados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

6 - Incumbe à DGEG a prática dos atos procedimentais no procedimento concorrencial mencionado nos números anteriores.

7 - Os apoios previstos no presente artigo são cumuláveis com quaisquer outros apoios públicos externos ao SNG.

Secção VI
Consumidores

Artigo 74.º
Direitos dos consumidores

1 - Todos os consumidores têm o direito de adquirir gás diretamente a comercializadores ou através dos mercados organizados.

2 - Os consumidores têm o direito ao fornecimento de gás em observância dos seguintes princípios:

a) Acesso às redes a que se pretendam ligar;

b) Escolha e mudança de comercializador sempre que o entendam, devendo a mudança ocorrer sem custos, nos termos e prazos a regulamentar pela ERSE;

c) Acesso à informação sobre os seus direitos quanto a obrigações de serviço público, nos termos do artigo seguinte;

d) Disponibilização pelos comercializadores de procedimentos transparentes e simples para o tratamento de reclamações relacionadas com o fornecimento de gás, permitindo que os litígios sejam resolvidos de modo justo e rápido, prevendo um sistema de compensação e o recurso aos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, nos termos previstos na lei;

e) A repressão das cláusulas abusivas;

f) O tratamento eficiente das reclamações através da ERSE e a resolução extrajudicial de litígios, nos termos previstos na lei, nomeadamente na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual, e nos Estatutos da ERSE;

g) Utilização de meios eletrónicos para relacionamento com os comercializadores.

3 - Para os efeitos do disposto no número anterior é disponibilizada uma plataforma centralizada que preste aos consumidores de energia toda a informação necessária ao exercício dos seus direitos, a indicação da legislação em vigor e os meios de resolução de litígios disponíveis.

4 - A plataforma centralizada referida no artigo anterior é gerida e disponibilizada pela ERSE diretamente no seu sítio na Internet e contém, pelo menos, as seguintes informações:

a) Direitos e deveres dos consumidores;

b) Os preços de referência relativos aos fornecimentos aos clientes de baixa pressão de todos os comercializadores;

c) A legislação em vigor;

d) A identificação dos meios à disposição dos consumidores para o tratamento de reclamações e resolução extrajudicial de litígios.

5 - Os contratos de fornecimento de gás devem integrar informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo sobre o tratamento de reclamações, as quais devem ser comunicadas de forma clara e de fácil compreensão, nomeadamente através das páginas na Internet dos comercializadores, bem como especificar se a sua denúncia importa ou não o pagamento de encargos.

6 - É assegurada proteção aos clientes finais economicamente vulneráveis através da adoção de medidas de salvaguarda destinadas a satisfazer as suas necessidades de consumo.

Artigo 75.º
Direitos de informação

1 - Sem prejuízo do disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na sua redação atual, os consumidores, ou os seus representantes, têm direito a:

a) Informação não discriminatória e adequada às suas condições específicas, em particular no que respeita aos clientes finais economicamente vulneráveis;

b) Informação completa e adequada de forma a permitir a sua participação nos mercados de gás;

c) Informação, de forma transparente e não discriminatória, sobre preços e tarifas aplicáveis, condições normais de acesso e utilização dos serviços energéticos e qualidade de serviço;

d) Informação completa e adequada de forma a promover a eficiência energética;

e) Informação sobre a quota de incorporação de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono no produto comercializado;

f) Acesso atempado a toda a informação de caráter público, de uma forma clara e objetiva, capaz de permitir a liberdade de escolha sobre as melhores opções de fornecimento;

g) Consulta prévia sobre todos os atos que possam vir a modificar o conteúdo dos seus direitos;

h) Acesso aos seus dados de consumo.

2 - Os comercializadores e operadores das redes de distribuição de gás devem fornecer aos seus clientes, nos termos e na forma estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, o catálogo ou a lista dos direitos dos consumidores de energia nos termos aprovados pela Comissão Europeia.

Artigo 76.º
Deveres dos consumidores

Constituem deveres dos consumidores:

a) Prestar as garantias a que estejam obrigados por lei;

b) Proceder ao pagamento devido pelo fornecimento;

c) Manter em condições de segurança as suas infraestruturas e equipamentos, nos termos das disposições legais aplicáveis, e evitar que as mesmas introduzam perturbações fora dos limites estabelecidos regulamentarmente nas redes a que se encontram ligados;

d) Facultar todas as informações estritamente necessárias ao fornecimento de gás;

e) Assegurar no seu aprovisionamento de gás a incorporação das quotas mínimas de outros gases, quando adquiram diretamente gás por recurso a contratos de fornecimento bilaterais ou a mercados organizados.

Secção VII
Licenças para utilização privativa de gás e para a exploração de postos de enchimento

Artigo 77.º
Licenças para utilização privativa de gás

1 - As licenças para utilização privativa de gás são atribuídas pelo diretor-geral de Energia e Geologia e podem ser requeridas por quaisquer entidades que demonstrem interesse particular

na veiculação de gás em rede, alimentada por ramal ou por UAG, destinada ao abastecimento de um consumidor e considerada, para todos os efeitos, como parte integrante das instalações de utilização final, em qualquer das seguintes situações:

a) A atividade seja exercida fora das áreas concessionadas e cobertas pela rede de distribuição ou dos polos de consumo abrangidos pela atribuição de licenças de serviço público;

b) A entidade concessionária ou licenciada para a área em que a licença para utilização privativa é pedida não garanta a ligação.

2 - A entidade requerente deve cumprir as condições impostas para a atribuição da licença, bem como respeitar a lei e os regulamentos técnicos estabelecidos para o exercício da atividade enquanto parte integrante da instalação de utilização.

3 - As licenças para utilização privativa podem ser transmitidas mediante autorização do diretor-geral de Energia e Geologia, sujeita à verificação e manutenção dos pressupostos e condições que determinaram a sua atribuição.

4 - À duração e extinção das licenças privativas aplica-se, com as devidas adaptações, o estabelecido nos artigos 41.º e 43.º

5 - No caso de a rede privativa ser abastecida por UAG, deve ligar-se à rede de distribuição quando a mesma se estender à respetiva área.

6 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, os bens integrantes das instalações licenciadas ao abrigo do presente artigo não se transferem para o Estado com a extinção da licença, qualquer que seja a sua causa.

7 - O titular da licença fica obrigado a proceder, no prazo máximo de seis meses a contar da data da extinção da licença, ao levantamento das instalações que estejam situadas em terrenos do domínio público, repondo, se for caso disso, a situação anterior.

8 - A obrigação a que se refere o número anterior não se verifica se houver lugar à transmissão das instalações para uma concessionária ou para uma entidade titular de licença de distribuição local.

9 - O regime aplicável às redes privativas, nomeadamente no que respeita à contratação do transporte de GNL através de cisterna e à respetiva ligação às redes de distribuição, nos termos previstos no n.º 5, é objeto de legislação específica.

Artigo 78.º
Licenças para a exploração de postos de enchimento

1 - As licenças para exploração de postos de enchimento, em regime de serviço público ou privativo, são concedidas pelo diretor-geral de Energia e Geologia e podem ser requeridas por quaisquer entidades que demonstrem possuir capacidade técnica e financeira para o exercício desta atividade, devendo instruir o seu requerimento com:

a) Título de propriedade ou outro que legitime a posse do terreno em que pretendem instalar o posto;

b) Autorização da autarquia competente e, sendo caso disso, autorização de outras entidades administrativas com jurisdição na área de acesso ao terreno de implantação do posto de enchimento;

c) Seguro de responsabilidade civil, nos termos previstos no artigo 14.º.

2 - O prazo inicial de duração das licenças referidas no presente artigo é de 10 anos, podendo ser prorrogado por sucessivos períodos de 5 anos, mediante requerimento do titular da licença.

3 - As licenças para a exploração de postos de enchimento podem ser transmitidas mediante autorização do diretor-geral de Energia e Geologia, sujeita à verificação e manutenção dos pressupostos e condições que determinaram a sua atribuição.

Secção VIII
Gestão do risco

Artigo 79.º
Princípios de gestão do risco no Sistema Nacional de Gás

1 - A gestão do SNG deve orientar-se por princípios e critérios de gestão prudencial que minimizem os riscos decorrentes da mora ou incumprimentos das obrigações do comercializador ou de outro interveniente no âmbito do uso das infraestruturas e da sua participação na gestão técnica global do SNG.

2 - O comercializador ou outro interveniente presta garantias tendo em consideração a gestão integrada dos riscos referidos no número anterior.

Artigo 80.º
Gestor de garantias do Sistema Nacional de Gás

1 - A gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos comercializadores ou agentes de mercado, é assegurada pelo gestor de garantias.

2 - A atividade de gestão de garantias é assegurada pelo operador definido no artigo 58.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual.

Artigo 81.º
Princípios de atuação do gestor de garantias

O gestor de garantias deve obedecer aos seguintes princípios:

a) Prossecução do interesse público;

b) Imparcialidade e independência na sua atuação;

c) Igualdade de tratamento;

d) Promoção da concorrência entre os agentes;

e) Eficiência económica, garantindo que não são gerados custos desnecessários para o SNG;

f) Transparência das decisões, mediante a adoção de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 82.º
Regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do Sistema Nacional de Gás

1 - Cabe à ERSE regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SNG.

2 - A regulamentação da ERSE inclui, designadamente:

a) Os meios, a forma e as regras para o apuramento do valor das garantias;

b) As relações comerciais entre o gestor de garantias, os beneficiários finais das mesmas e os respetivos prestadores;

c) A imputação do valor das garantias entre os beneficiários finais nos casos em que aquelas se revelam insuficientes para cobertura dos danos;

d) A concretização de instrumentos de garantia solidária;

e) A remuneração da atividade de gestão de garantias no âmbito do SNG;

f) Os mecanismos de auditoria a realizar ao gestor de garantias.

3 - A regulamentação prevista no presente artigo pode ainda conter disposições cautelares complementares visando evitar ou mitigar os riscos para o SNG, bem como mecanismos de regulação assimétrica que assegurem a promoção da concorrência.

Artigo 83.º
Regulação da atividade e sujeição ao regime sancionatório

A atividade de gestão das garantias no âmbito do SNG é sujeita a regulação da ERSE e ao regime sancionatório do setor energético.

Secção IX
Prestação de informação

Artigo 84.º
Deveres

1 - Os intervenientes no SNG devem prestar às autoridades competentes e aos consumidores a informação prevista nos termos da regulamentação aplicável, designadamente no Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, no Regulamento de Operação das Infraestruturas, no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento da Rede de Transporte, no Regulamento da Rede de Distribuição, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento Tarifário, bem como nos respetivos contratos de concessão e títulos de licença.

2 - O disposto no número anterior inclui também o direito de acesso aos documentos de prestação de contas dos intervenientes no SNG, com exceção dos consumidores de gás.

3 - Sem prejuízo do estabelecido nos números anteriores, a ERSE e a DGEG, no âmbito das atribuições desta de articulação com o Instituto Nacional de Estatística, I. P. (INE, I. P.), e nos termos previstos na Lei n.º 22/2008, de 13 de maio, podem solicitar aos intervenientes do SNG as informações necessárias à caracterização do SNG e ao exato conhecimento do mercado.

4 - As entidades referidas nos números anteriores preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis, podendo, no entanto, trocar entre si ou divulgar as informações que sejam necessárias ao exercício das suas funções.

5 - Os operadores e os comercializadores do SNG devem comunicar às entidades administrativas competentes o início, a alteração ou a cessação da sua atividade, no prazo e nos termos dos respetivos contratos de concessão ou licenças.

Artigo 85.º
Manutenção de dados e informações relevantes

1 - Os intervenientes no SNG estão obrigados a manter à disposição da DGEG, da ERSE, da AdC e da Comissão Europeia, para cumprimento das respetivas obrigações e competências, designadamente nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, todos os suportes contratuais e dados e informações relativos a todas as transações relevantes de gás.

2 - Para efeitos do número anterior, os intervenientes no SNG estão obrigados a manter os elementos aí previstos durante um período de, pelo menos, cinco anos, a fim de poderem ser facultados ou ser facilitado o acesso direto, para consulta ou auditoria.

3 - A informação referida no n.º 1 deve especificar as características das transações relevantes, tais como as relativas à duração, à entrega e à regularização, à quantidade e hora de execução, os preços de transação e os meios para identificar o cliente grossista em causa, assim como elementos específicos de todos os contratos abertos de comercialização de gás.

4 - A ERSE aprova regulamentos para definir os métodos e as disposições para a manutenção dos registos, assim como o formato e teor dos dados a manter, de acordo com as orientações adotadas pela Comissão Europeia ao abrigo da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

5 - O disposto nos números anteriores é aplicável aos elementos específicos de todos os contratos de derivados de gás celebrados por comercializadores com clientes grossistas e com o operador da RNTG, após aprovação pela Comissão Europeia das orientações referidas no número anterior.

6 - A ERSE pode tornar pública a informação prevista no presente artigo, salvaguardando a informação considerada comercialmente sensível sobre intervenientes ou transações em concreto, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Capítulo III

Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito e da Rede Nacional de Distribuição de Gás e gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás

Secção I

Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito

Artigo 86.º
Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito

1 - O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do PNEC e do RNC.

2 - O operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, o PDIRG.

3 - No caso de a entidade concessionária da RNTG se certificar como OTI, nos termos do presente decreto-lei, o PDIRG é elaborado anualmente.

4 - O PDIRG deve ter em consideração os seguintes elementos:

a) O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;

b) A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;

c) Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG, nos termos da subsecção II da presente secção;

d) Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

5 - O PDIRG deve observar, para além de critérios de racionalidade económica, as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás no sistema, as perspetivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios anuais de monitorização da segurança do abastecimento, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares, a par das exigências de utilização eficiente das infraestruturas e de sua sustentabilidade económico-financeira a prazo e, ainda, as necessidades de investimento e infraestruturas para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e do RNC.

6 - A elaboração do PDIRG, no que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

7 - A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG é disponibilizada aos agentes do SNG em geral e, em particular, aos interessados em desenvolver a atividade de produção de gases de origem renovável, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet do operador da RNTG.

8 - O operador da RNTG deve também disponibilizar informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novas instalações de produção de gases de origem renovável, designadamente através da sua publicitação no sítio na Internet.

Artigo 87.º
Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT

1 - A proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à DGEG e à ERSE até ao final do 1.º trimestre de cada ano ímpar ou, no caso previsto no n.º 3 do artigo anterior, até ao final do 1.º trimestre de cada ano.

2 - Recebida a proposta de PDIRG, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

3 - No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

4 - O parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade das infraestruturas e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

5 - O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consultando, a este respeito e em caso de dúvidas, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.

6 - Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE contêm-se nas suas atribuições, não podendo incidir sobre matérias excluídas do âmbito definido, respetivamente, nos n.os 4 e 5.

7 - Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

8 - No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRG, a DGEG envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública.

9 - O membro do Governo responsável pela área da energia submete, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República.

10 -Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

11 -O membro do Governo responsável pela área da energia pode, fundamentadamente, recusar a aprovação do PDIRG no caso de a proposta final não contemplar as alterações determinadas pela DGEG ou no parecer da ERSE e de não prever investimentos necessários ao cumprimento dos objetivos de política energética, nomeadamente o contributo para as metas do PNEC e do RNC.

12 -Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRG, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento das infraestruturas ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade das infraestruturas e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Secção II
Planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás

Artigo 88.º
Planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás

1 - O planeamento da RNDG deve ser efetuado de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas do PNEC e do RNC.

2 - Os operadores da RNDG devem elaborar, nos anos pares, um PDIRD.

3 - Os PDIRD devem basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, devem estar coordenados com o PDIRG e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável.

4 - Os operadores da RNDG devem disponibilizar informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novas instalações de produção e injeção de outros gases nas redes, designadamente através da sua publicitação no seu sítio na Internet.

Artigo 89.º
Procedimento de elaboração do plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição

1 - As propostas de PDIRD devem ser apresentadas pelos operadores da RNDG à DGEG e à ERSE, até ao final de abril de cada ano par.

2 - Recebidas as propostas de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do

respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNDG e RNTG.

3 - No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG, ERSE e operador da RNTG, emitirem e comunicarem entre si e aos operadores da RNDG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações às propostas.

4 - O parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

5 - O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a necessidade de compatibilização com o PDIRG.

6 - Os pareceres a emitir pela DGEG e pela ERSE contêm-se nas suas atribuições, não podendo incidir sobre matérias excluídas do âmbito definido, respetivamente, nos n.os 4 e 5.

7 - Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNTG, os operadores da RNDG dispõem do prazo de 60 dias para enviar à DGEG as propostas finais do PDIRD que terão em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos.

8 - No prazo de 15 dias após a receção das propostas finais dos PDIRD, a DGEG envia-as ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, do operador de RNTG e dos resultados da consulta pública.

9 - O membro do Governo responsável pela área da energia submete, no prazo de 15 dias, as propostas de PDIRD a discussão na Assembleia da República.

10 -Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação dos PDIRD, no prazo de 30 dias.

11 -O membro do Governo responsável pela área da energia pode, fundamentadamente, recusar a aprovação dos PDIRD no caso de a proposta final não contemplar as alterações determinadas pela DGEG ou no parecer da ERSE e de não prever investimentos necessários ao cumprimento dos objetivos de política energética.

12 -Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDG previstos no PDIRD, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento das redes ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade das redes e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Capítulo IV
Segurança do abastecimento

Artigo 90.º
Garantia da segurança do abastecimento de gás

A promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás do SNG, em termos transparentes, não discriminatórios e compatíveis com os mecanismos de funcionamento do mercado, é feita, nomeadamente, através das seguintes medidas:

a) Do lado da oferta:

i) Diversificação das fontes de abastecimento de gás;

ii) Produção nacional de outros gases;

iii) Recurso a capacidades transfronteiriças de abastecimento e transporte, nomeadamente pela cooperação regional entre operadores de sistemas de transporte e coordenação das atividades de despacho;

iv) Existência de contratos de longo prazo para o aprovisionamento de gás;

v) Capacidade adequada de armazenamento de gás;

vi) Constituição e manutenção de reservas de segurança;

vii) Definição e aplicação de medidas de prevenção e de emergência;

b) Do lado da gestão da procura:

i) Promoção da eficiência energética;

ii) Desenvolvimento de mecanismos de mercado para gestão da procura, nomeadamente através da celebração de contratos de fornecimento interruptível e do incentivo à utilização de combustíveis alternativos em substituição dos combustíveis fósseis nas instalações industriais e nas instalações de produção de eletricidade.

Artigo 91.º
Avaliação de riscos

1 - A DGEG é responsável pela avaliação integral dos riscos que afetam a segurança do aprovisionamento do SNG, com a colaboração do operador da RNTG, bem como pela sua atualização nos termos previstos no número seguinte.

2 - A avaliação dos riscos é atualizada, pela primeira vez, no prazo de 18 meses após a aprovação dos planos preventivos de ação e dos planos de emergência referidos nos artigos 92.º e 94.º e, subsequentemente, de quatro em quatro anos, antes de 30 de setembro do ano em causa, salvo se as circunstâncias exigirem atualizações mais frequentes.

3 - As atualizações da avaliação de riscos são enviadas à Comissão Europeia e devem ser consideradas para efeitos de definição dos padrões de abastecimento ao nível da produção e dos padrões de segurança para planeamento das redes.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro

Artigo 92.º
Plano preventivo de ação

1 - A DGEG é responsável por elaborar, nos termos e de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, mediante proposta do operador da RNTG, um plano preventivo de ação, definindo as medidas necessárias tendo em vista a eliminação ou atenuação dos riscos identificados na avaliação de riscos do aprovisionamento do SNG a que se refere o artigo anterior.

2 - A DGEG apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia o plano preventivo de ação elaborado nos termos do número anterior.

3 - O plano preventivo de ação é atualizado de quatro em quatro anos, salvo se as circunstâncias impuserem atualizações mais frequentes ou a pedido da Comissão Europeia, nos termos do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

Artigo 93.º
Relatório de monitorização da segurança de abastecimento

1 - A DGEG apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, até 15 de julho de cada ano, um RMSA, o qual deve incluir as medidas adotadas e uma proposta de adoção das medidas adequadas a reforçar a segurança do abastecimento do SNG.

2 - O RMSA deve incluir igualmente os seguintes elementos:

a) O nível de utilização da capacidade de armazenamento e a avaliação da sua suficiência para garantir o cumprimento das reservas de segurança;

b) O âmbito dos contratos de aprovisionamento de gás a longo prazo celebrados por empresas estabelecidas e registadas em território nacional e, em especial, o prazo de duração remanescente desses contratos e o respetivo nível de liquidez;

c) Quadros regulamentares destinados a incentivar de forma adequada novos investimentos nas infraestruturas de gás;

d) O contributo atualizado da produção e incorporação de outros gases para a segurança do abastecimento, bem como os quadros regulamentares destinados a incentivar ou regular de forma adequada novos investimentos de produção de gás.

3 - O RMSA deve ter em conta o relatório de monitorização da segurança do abastecimento do SEN.

4 - O RMSA é publicitado no sítio na Internet da DGEG e enviado à Comissão Europeia e à ERSE até 31 de julho de cada ano.

Artigo 94.º
Medidas de salvaguarda e de emergência

1 - Em caso de crise repentina no mercado da energia e de ameaça à segurança física ou outra, de pessoas, equipamentos, instalações, ou à integridade das redes, designadamente por via de acidente grave ou evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias.

2 - A DGEG é responsável por elaborar, nos termos e de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, e mediante proposta do operador da RNTG, um plano de emergência, contemplando as medidas a adotar para eliminar ou atenuar o impacto de uma perturbação no aprovisionamento de gás.

3 - A DGEG deve apresentar ao membro do Governo responsável pela área da energia o plano de emergência elaborado nos termos do número anterior, e comunicar o mesmo à Comissão Europeia.

4 - O plano de emergência é atualizado de quatro em quatro anos, salvo se as circunstâncias impuserem atualizações mais frequentes ou a pedido da Comissão Europeia, nos termos do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

5 - Em caso de perturbação no aprovisionamento, o membro do Governo responsável pela área da energia toma as medidas que se revelem necessárias, em particular, a utilização das reservas de segurança e a imposição de medidas de restrição da procura, nos termos previstos no plano de emergência.

6 - Em circunstâncias excecionais devidamente justificadas, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar medidas que se afastem do plano de emergência.

7 - As medidas que sejam tomadas ao abrigo do presente artigo são comunicadas e, no caso previsto no número anterior, devidamente fundamentadas à Comissão Europeia, e devem permitir que os operadores de mercado, sempre que tal seja possível ou adequado, deem uma primeira resposta às situações de perturbação no aprovisionamento.

Artigo 95.º
Colaboração do gestor técnico global do sistema

O operador da RNTG deve colaborar ativamente com a DGEG na elaboração da avaliação de riscos de abastecimento, do RMSA, do plano preventivo de ação e do plano de emergência previstos nos artigos 92.º a 94.º, e nos termos definidos no Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento.

Artigo 96.º
Obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança

1 - Os comercializadores em regime de mercado e os comercializadores de último recurso retalhistas estão sujeitos à obrigação de assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança para garantia de abastecimento dos seus clientes, nos termos do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

2 - Os encargos com a constituição e manutenção de reservas de segurança são suportados pelas entidades referidas no número anterior.

3 - As reservas de segurança devem estar permanentemente disponíveis para utilização, devendo os seus titulares ser sempre identificáveis e os respetivos volumes contabilizáveis e controláveis pela DGEG e pelo operador da RNTG, que os comunica à ERSE, para efeitos de eventual exercício de poder sancionatório, nos termos da lei.

4 - As reservas de segurança são constituídas prioritariamente em instalações de armazenamento de gás localizadas no território nacional, em zonas próximas dos principais centros de consumo.

5 - A constituição de reservas de segurança fora de território nacional pode ser autorizada pelo membro do Governo responsável pela área da energia, ouvido o operador da RNTG, em caso de existência de acordo bilateral que preveja a possibilidade de estabelecimento de reservas de segurança noutros países em termos que garantam a sua introdução no mercado nacional sem restrições e em tempo útil.

6 - O membro do Governo responsável pela área da energia define, mediante portaria, os limites para a aplicação do disposto no número anterior.

7 - Sem prejuízo das competências do operador da RNTG no âmbito da gestão técnica global do SNG e do poder sancionatório da ERSE, nos termos da lei, compete à ENSE fiscalizar o cumprimento das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança.

8 - Para efeitos da fiscalização do cumprimento das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança prevista no número anterior, as entidades referidas no n.º 1 devem enviar à DGEG e ao operador da RNTG, até ao dia 15 de cada mês, as informações referentes aos consumos efetivos da sua carteira de clientes no mês anterior, discriminando as quantidades referentes aos consumos dos seus clientes protegidos e aos consumos não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário, fazendo prova dos respetivos contratos de interruptibilidade.

Artigo 97.º
Quantidades das reservas de segurança

1 - Com observância dos critérios de contagem estabelecidos no presente decreto-lei, a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás é fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, não podendo ser inferior às quantidades necessárias a assegurar os consumos dos clientes protegidos e a fazer face aos consumos não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário nas situações referidas nas alíneas a) a c) do n.º 2 do artigo 101.º.

2 - As reservas de segurança são expressas em dias da quantidade média diária dos consumos dos clientes protegidos e dos consumos não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário nos 12 meses anteriores ao mês de contagem, a cumprir com um mês de dilação.

3 - Para os novos produtores de eletricidade em regime ordinário e para os primeiros 12 meses do respetivo funcionamento, é tomada como referência a média diária dos consumos verificados, a cumprir um mês após a entrada em funcionamento.

Artigo 98.º
Clientes protegidos e obrigações adicionais

1 - Os clientes protegidos a considerar para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança são todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição de gás e os clientes previstos nas alíneas a) e b) do n.º 5 do artigo 2.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, desde que estes últimos não representem, em conjunto, mais de 20 % do consumo final total anual de gás.

2 - Como obrigação adicional, resultante da avaliação de riscos do aprovisionamento do SNG, e tendo em consideração o disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, devem ser igualmente considerados para efeitos de constituição e manutenção de reservas de segurança todos os consumos não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário.

Artigo 99.º
Consumos interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário

1 - Os comercializadores só podem deixar de assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança necessárias a garantir os consumos dos centros eletroprodutores em regime ordinário desde que estes obtenham autorização da DGEG para celebrar contratos de fornecimento de gás que permitam a interrupção nas situações referidas no n.º 2 do artigo 101.º e demonstrem estar contratualmente garantido o fornecimento de combustível alternativo ao gás.

2 - Quando solicitada a sua autorização para os efeitos do disposto no número anterior, a DGEG deve obter o parecer prévio dos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade e da RNTG e decidir a pretensão no prazo de 30 dias.

3 - No caso de resposta favorável ou de falta de resposta da DGEG no prazo referido no número anterior, os centros eletroprodutores devem informar o respetivo comercializador de gás de que cessa a sua obrigação de constituir e manter reservas de segurança.

Artigo 100.º
Contagem das reservas de segurança

1 - Para o cumprimento das obrigações de constituição e manutenção das reservas de segurança, são considerados o gás e o GNL, desde que detidos em:

a) Instalações de armazenamento subterrâneo de gás, nos termos do presente decreto-lei;

b) Instalações de armazenamento de GNL em terminais de receção, armazenagem e regaseificação de GNL.

2 - Não são considerados, para contagem das reservas, os volumes de gás detidos nas seguintes situações:

a) Em instalações de armazenamento em redes de distribuição (UAG);

b) Em reservatórios de consumidores ligados à rede de distribuição;

c) Em redes de transporte e de distribuição (*line-pack*);

d) Em cisterna de transporte.

3 - O cumprimento das obrigações de constituição e manutenção das reservas de segurança é verificado no final de cada mês, com um mês de dilação relativamente ao período de referência.

Artigo 101.º
Utilização das reservas de segurança

1 - A competência para autorizar ou para determinar o uso das reservas de segurança em caso de perturbação grave do abastecimento pertence ao membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em consideração o interesse nacional, as obrigações assumidas em acordos internacionais e o definido no plano de emergência.

2 - Através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia são definidas normas específicas destinadas a garantir prioridade na segurança do abastecimento dos clientes protegidos e dos consumos não interruptíveis dos centros eletroprodutores em regime ordinário, em caso de:

a) Interrupção no funcionamento da maior infraestrutura nacional de aprovisionamento de gás em condições invernais médias, durante um período de, pelo menos, 30 dias;

b) Temperaturas extremamente baixas durante um período de pico de, pelo menos, sete dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos;

c) Procura excecionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos, 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos.

3 - No caso de ocorrer uma situação de dificuldade de abastecimento, as decisões relativas à utilização de reservas de segurança que sejam tomadas pelo membro do Governo responsável pela área da energia devem ser obrigatoriamente cumpridas por todas as entidades envolvidas na constituição de reservas.

Artigo 102.º
Obrigações dos operadores da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL em matéria de segurança do abastecimento

1 - Enquanto responsável pela gestão técnica global do SNG, e sem prejuízo do disposto no artigo 31.º, compete ao operador da RNTG em matéria de segurança do abastecimento:

a) Monitorizar a constituição e a manutenção das reservas de segurança;

b) Proceder à libertação das reservas de segurança nos casos previstos no presente decreto-lei, quando devidamente autorizados pelo membro do Governo responsável pela área da energia;

c) Enviar à DGEG, até ao dia 15 de cada mês, as informações referentes ao mês anterior relativas às quantidades constituídas em reservas de segurança, sua localização e respetivos titulares;

d) Reportar à DGEG e à ERSE as situações verificadas de incumprimento das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança.

2 - As entidades concessionárias de armazenamento subterrâneo e de terminal de GNL devem dar prioridade, em termos de utilização da capacidade de armazenamento, à constituição e manutenção das reservas de segurança.

Capítulo V
Regulação

Secção I
Disposições e atribuições gerais

Artigo 103.º
Finalidade da regulação do Sistema Nacional de Gás

1 - A regulação do SNG tem por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das atividades em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objetivos da realização do mercado interno do gás.

2 - A regulação no SNG deve ainda estabelecer o quadro regulamentar necessário para assegurar os contributos do SNG e dos seus intervenientes para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e do RNC.

Artigo 104.º
Atividades sujeitas a regulação

1 - As atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e de armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e comercialização de gás, bem como as de operação logística de mudança de comercializador e de gestão de mercados organizados, estão sujeitas a regulação.

2 - A regulação a que se refere o número anterior é atribuída à ERSE, no domínio das suas atribuições.

3 - A atribuição da regulação à ERSE não prejudica as competências próprias da DGEG, da AdC, da CMVM e de outras entidades administrativas.

4 - A regulação e as competências das demais entidades exercem-se nos termos e com os limites previstos no presente decreto-lei e na legislação que define as competências das entidades referidas no número anterior.

Artigo 105.º
Objetivos gerais da regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

A regulação do setor do gás pela ERSE visa a prossecução dos seguintes objetivos:

a) Promoção, em colaboração com a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, com as entidades reguladoras de outros Estados-Membros e com a Comissão Europeia, de um mercado interno do gás concorrencial, seguro e ecologicamente sustentável, incluindo a abertura efetiva do mercado a todos os consumidores, e zelar pela existência de condições que permitam que as redes de gás do SNG funcionem de forma eficaz e fiável;

b) Desenvolvimento de mercados regionais concorrenciais e com elevado nível de funcionamento na União Europeia e do mercado interno da energia;

c) Supressão das restrições ao comércio de gás, incluindo o desenvolvimento das capacidades adequadas de transporte transfronteiriço para satisfazer a procura e reforçar a integração dos mercados nacionais que possa facilitar o fluxo de gás através da União Europeia;

d) Garantia, de forma adequada e racional, do desenvolvimento de redes seguras, fiáveis, eficientes e não discriminatórias, orientadas para o consumidor, tendo presente os objetivos gerais da política energética;

e) Garantia que os operadores das redes do SNG recebem incentivos adequados para aumentar a eficiência das redes e promover a integração do mercado;

f) Garantia que os operadores das redes do SNG recebem os incentivos adequados para um contributo efetivo para a descarbonização do setor, nomeadamente através da introdução de outros gases;

g) Garantia que os clientes beneficiam do funcionamento eficiente do mercado, através da promoção de uma concorrência efetiva e da garantia de proteção dos consumidores;

h) Contribuição para alcançar padrões elevados de serviço público de abastecimento de gás, para a proteção dos clientes finais economicamente vulneráveis ou em zonas afastadas e para a mudança de comercializador;

i) Contribuição para a emergência de mercados retalhistas transparentes e eficientes, designadamente através da adoção de regulamentação respeitante a disposições contratuais, compromissos com clientes, intercâmbio de dados, posse de dados, responsabilidade de medição de energia e liquidação das transações;

j) Garantia do acesso dos clientes, dos produtores de gases de origem renovável e dos comercializadores às redes, bem como o direito dos grandes clientes de celebrar contratos simultaneamente com diversos comercializadores;

k) Promoção de uma progressiva integração dos SNG e do SEN.

Artigo 106.º
Competências de regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos no âmbito do Sistema Nacional de Gás

1 - Sem prejuízo das atribuições e competências previstas nos seus Estatutos, em regulamentos europeus e na lei, cumpre à ERSE, no âmbito da regulação do SNG:

a) Exercer as funções que lhe são atribuídas pela legislação europeia no âmbito do mercado interno da energia, designadamente no mercado ibérico e nos mercados regionais em que Portugal se integre;

b) Cumprir e aplicar as decisões vinculativas da Comissão Europeia e da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia;

c) Estabelecer tarifas e regras na ótica estrita da separação das atividades reguladas;

d) Supervisionar o nível de transparência do mercado, incluindo os preços e as regras de conduta, a existência de subvenções cruzadas entre atividades, a qualidade de serviço, a ocorrência de práticas contratuais restritivas, o tempo em que os operadores das redes demoram a executar as ligações e reparações, assim como a aplicação de regras relativas às atribuições dos operadores das redes;

e) Relatar anualmente a sua atividade e o cumprimento das suas obrigações à Assembleia da República, ao Governo, à Comissão Europeia e à Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, devendo o relatório abranger as medidas adotadas e os resultados obtidos;

f) Emitir decisões vinculativas sobre todas as empresas que atuam no âmbito do SNG;

g) Impor sanções efetivas nos termos do regime sancionatório previsto no artigo 156.º;

h) Conduzir inquéritos, realizar auditorias, efetuar inspeções nas instalações das empresas e exigir-lhes toda a documentação de que necessite para o cumprimento da sua atividade;

i) Atuar como autoridade para o tratamento das reclamações no âmbito do incumprimento dos seus regulamentos;

j) Cooperar com as entidades reguladoras de outros Estados-Membros e com a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia em questões transfronteiriças;

k) Cooperar com as autoridades competentes de países terceiros, no caso de infraestruturas com início e término em país terceiro, se o primeiro ponto de interligação com a rede dos Estados-Membros for no território português, bem como consultar e cooperar com as autoridades competentes de países terceiros no que diz respeito à exploração de infraestruturas de transporte de gás com início e término em países terceiros;

l) Acompanhar a progressiva descarbonização do SNG.

2 - Quando, no âmbito do processo de certificação do operador da RNTG, este for sujeito às obrigações previstas nos artigos 132.º a 142.º, a regulação da ERSE tem ainda como objetivo, para além do disposto no número anterior, monitorizar o cumprimento das obrigações do operador da RNTG e da empresa verticalmente integrada e a relação entre ambos, no âmbito das competências que lhe são atribuídas por lei.

Artigo 107.º
Separação contabilística

1 - As empresas que exerçam atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e de armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e comercialização de gás e de produção de gases de origem renovável, incluindo de último recurso, bem como as de operação logística de mudança de comercializador e de gestão de mercados organizados, devem, sem prejuízo das exigências constantes do presente decreto-lei em matéria de separação jurídica e, independentemente da sua forma jurídica e regime de propriedade, elaborar, submeter a aprovação dos órgãos competentes e publicar as suas contas anuais, nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

2 - As empresas que não sejam legalmente obrigadas a publicar as suas contas anuais devem manter um exemplar dessas contas à disposição do público na sua sede social ou estabelecimento principal, bem como na sua página na Internet.

3 - As empresas que não sejam legalmente obrigadas a ter um órgão de fiscalização devem submeter as respetivas contas anuais a um revisor oficial de contas para proceder à sua revisão legal, que deve ser publicitada nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

4 - Na elaboração das suas contas anuais e na sua contabilidade interna, as empresas de gás devem, com o fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência, respeitar as seguintes regras de separação e organização contabilística:

a) As contas devem estar separadas para cada uma das atividades de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, de armazenamento subterrâneo, de transporte e de distribuição

de gás nos mesmos termos em que a contabilidade seria organizada se estas atividades fossem exercidas por empresas distintas;

b) As atividades do setor do gás não ligadas à receção, armazenamento e regaseificação de GNL, ao armazenamento subterrâneo, ao transporte e à distribuição de gás devem estar refletidas em contas próprias, que podem ser consolidadas;

c) Os rendimentos provenientes da propriedade da RNTG devem ser especificados nas contas;

d) Outras atividades não ligadas ao setor do gás devem estar refletidas em contas próprias, que podem ser consolidadas se tal se mostrar adequado;

e) A contabilidade interna deve incluir um balanço e uma conta de ganhos e perdas para cada atividade;

f) Na sua contabilidade interna, as empresas devem especificar as regras de imputação dos elementos do ativo e do passivo, dos encargos e rendimentos, bem como da depreciação, sem prejuízo das normas contabilísticas aplicadas na elaboração das contas separadas;

g) As regras referidas na alínea anterior só podem ser alteradas em casos excecionais, devendo tais alterações ser expressamente indicadas e fundamentadas;

h) As contas anuais devem referir em notas quaisquer transações de importância não residual efetuadas com empresas coligadas.

5 - A revisão legal das contas nos termos previstos nos n.os 1 e 3 deve verificar, em particular, a observância da obrigação de prevenir a discriminação e as subvenções cruzadas a que se refere o número anterior.

Artigo 108.º
Dever de informação

1 - A ERSE apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, anualmente, relatórios sobre o funcionamento do mercado de gás e sobre o grau de concorrência efetiva, indicando as medidas adotadas e a adotar tendo em vista o reforço da eficácia e eficiência deste mercado.

2 - A ERSE faz publicar o relatório referido no número anterior e dele dá conhecimento à Assembleia da República e à Comissão Europeia.

Secção II
Sistema tarifário

Artigo 109.º
Princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas

1 - O cálculo e a fixação das tarifas reguladas pela ERSE aplicáveis às diversas atividades obedecem aos seguintes princípios:

a) Igualdade de tratamento e de oportunidades;

b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes;

c) Transparência na formulação e fixação das tarifas;

d) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da atividade tarifária;

e) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do SNG;

f) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando, simultaneamente, o equilíbrio económico e financeiro às atividades reguladas em condições de gestão eficiente;

g) Criação de incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas;

h) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

2 - O cálculo e a fixação das tarifas e preços regulados são da competência da ERSE, entrando em vigor após a sua publicação nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3 - A fixação das tarifas e preços no âmbito do acesso negociado de terceiros ao armazenamento subterrâneo e serviços de sistema e da comercialização de gás em regime de mercado a clientes finais são da responsabilidade dos operadores de armazenamento e dos comercializadores de mercado.

4 - Na fixação referida no número anterior devem ter-se em conta os princípios estabelecidos no n.º 1 naquilo que não for incompatível com o regime de acesso negociado ou da comercialização de mercado, conforme o caso.

5 - As regras e as metodologias para o cálculo e fixação das tarifas reguladas previstas no n.º 1, bem como a estrutura tarifária, são estabelecidas no Regulamento Tarifário.

6 - Sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 1, o membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar o tratamento tarifário diferenciado dos estabelecimentos de produção de gases de origem renovável e de produção de gases de baixo teor de carbono.

7 - A implementação do número anterior depende de avaliação do impacto da evolução da injeção de outros gases na RPG no equilíbrio económico-financeiro do SNG, a elaborar pela ERSE.

Secção III
Regulamentação

Artigo 110.º
Regulamentação

Para os efeitos da aplicação do presente decreto-lei, são previstos os seguintes regulamentos:

a) Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações;

b) Regulamento de Operação das Infraestruturas;

c) Regulamento da RNTG;

d) Regulamento Tarifário;

e) Regulamento de Qualidade de Serviço;

f) Regulamento de Relações Comerciais;

g) Regulamento de Armazenamento Subterrâneo;

h) Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;

i) Regulamento da RNDG;

j) Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento.

Artigo 111.º
Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações

1 - O Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações estabelece, segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição, às instalações de

armazenamento, aos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e às interligações.

2 - O Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações estabelece, ainda, as condições em que pode ser recusado o acesso às redes, às infraestruturas e às interligações.

3 - As entidades que pretendam ter acesso às redes, às instalações de armazenamento, aos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e às interligações, nomeadamente os produtores de gases de origem renovável, bem como as entidades responsáveis pelas mesmas, ficam obrigadas ao cumprimento das disposições do regulamento a que se refere o presente artigo.

Artigo 112.º
Regulamento de Operação das Infraestruturas

O Regulamento de Operação das Infraestruturas estabelece os critérios e procedimentos de gestão dos fluxos de gás, a prestação dos serviços de sistema e as condições técnicas que permitem aos operadores da RNTIAT e da RNDG a gestão destes fluxos, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que estejam ligados, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação.

Artigo 113.º
Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - O Regulamento da RNTG estabelece as condições técnicas de ligação e de exploração da respetiva rede e ainda as condições técnicas e de segurança, incluindo os procedimentos de verificação, que asseguram o adequado fluxo de gás e a interoperabilidade com as redes a que esteja ligada, bem como as quotas máximas de incorporação de outros gases na RNTG.

2 - O regulamento a que se refere o presente artigo deve estabelecer, também, as disposições técnicas relativas à segurança de pessoas e bens relacionados com a exploração da RNTG.

Artigo 114.º
Regulamento Tarifário

1 - O Regulamento Tarifário estabelece os critérios e métodos para o cálculo e fixação de tarifas, designadamente as de acesso às redes, às instalações de armazenamento subterrâneo, aos terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e às interligações e aos serviços de sistema, bem como as tarifas de venda de gás do comercializador de último recurso, segundo os princípios definidos no presente decreto-lei e tendo em conta o equilíbrio económico e financeiro das concessões e licenças.

2 - O Regulamento Tarifário pode prever a implementação de planos de promoção da eficiência no consumo de energia.

3 - O processo de valorização e seleção das medidas ao abrigo do plano previsto no número anterior deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

4 - Os planos de promoção da eficiência no consumo de energia referidos no n.º 2 são financiados pela tarifa de uso global do sistema ou outra aplicável a todos os consumidores de gás.

5 - O Regulamento Tarifário pode igualmente prever a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, como instrumento de descarbonização das infraestruturas de gás.

Artigo 115.º
Regulamento de Qualidade de Serviço

1 - O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial, designadamente em termos das características técnicas do gás a fornecer aos consumidores, das condições adequadas a uma exploração eficiente e qualificada das redes e das instalações e das interrupções do serviço.

2 - Os padrões de qualidade de serviço referidos no número anterior podem ser globais ou específicos das diferentes categorias de clientes ou, ainda, variarem de acordo com circunstâncias locais.

Artigo 116.º
Regulamento de Relações Comerciais

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece as regras de funcionamento das relações comerciais entre os vários intervenientes no SNG, designadamente sobre as seguintes matérias:

a) Relacionamento comercial entre os comercializadores e os seus clientes;

b) Condições comerciais para ligação às redes públicas;

c) Medição de gás, incluindo da injeção na rede proveniente de produtores de gases de origem renovável, e disponibilização de dados aos agentes de mercado;

d) Procedimentos de mudança de comercializador;

e) Condições de participação e regras de funcionamento dos mercados organizados;

f) Interrupção do fornecimento de gás;

g) Resolução de conflitos.

Artigo 117.º
Regulamento de Armazenamento Subterrâneo

1 - O Regulamento de Armazenamento Subterrâneo estabelece:

a) As condições técnicas de construção e de exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás;

b) As condições técnicas e de segurança, incluindo os procedimentos de verificação, que asseguram o adequado funcionamento das infraestruturas e a interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas;

c) As disposições técnicas relativas à segurança de pessoas e bens aplicáveis à exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás;

d) Condições de acesso às infraestruturas e de gestão da segurança pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás, nos termos do artigo 26.º.

2 - Os utilizadores das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás e as respetivas concessionárias ficam obrigados ao cumprimento das disposições do regulamento a que se refere o presente artigo.

Artigo 118.º
Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

1 - O Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL estabelece as condições técnicas de construção e de exploração das infraestruturas de terminais de GNL.

2 - O Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL estabelece, ainda, as condições técnicas e de segurança, incluindo os procedimentos de verificação, que asseguram o adequado funcionamento das infraestruturas e a interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas.

3 - O Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL estabelece, também, as disposições técnicas relativas à segurança de pessoas e bens relacionados com a exploração das infraestruturas de terminais de GNL.

4 - Os utilizadores de terminais de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e as respetivas concessionárias ficam obrigados ao cumprimento das disposições do regulamento a que se refere o presente artigo.

Artigo 119.º
Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás

O Regulamento da RNDG estabelece as condições técnicas e de segurança a que devem obedecer o projeto, a construção, a exploração e a manutenção das redes de distribuição de gás cuja pressão de serviço esteja em média ou baixa pressão, bem como as quotas máximas de incorporação de outros gases na RNDG.

Artigo 120.º
Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento

1 - O Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento define e concretiza a forma de cumprimento das obrigações do operador da RNTG em matéria de segurança de abastecimento, planeamento energético e planeamento das redes.

2 - O regulamento previsto no número anterior define ainda o modo de estabelecimento dos padrões de segurança de abastecimento ao nível da produção e dos padrões de segurança para planeamento das redes.

Artigo 121.º
Competência para aprovação dos regulamentos

1 - O Regulamento da RNTG, o Regulamento da RNDG, o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo e o Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, são aprovados pela DGEG, ouvida a ERSE e as entidades concessionárias e licenciadas das redes que integram a RPG, nos termos da legislação aplicável.

2 - O Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento de Operação das Infraestruturas, o Regulamento de Qualidade de Serviço e o Regulamento Tarifário são aprovados pela ERSE, após parecer da DGEG e ouvidas as entidades concessionárias e licenciadas das redes que integram a RPG, nos termos da legislação aplicável.

3 - O Regulamento da Segurança de Abastecimento e Planeamento é aprovado pela DGEG, ouvida a ERSE, sendo a sua aplicação da competência da DGEG.

Capítulo VI
Independência e certificação

Secção I
Operador de terminal de gás natural liquefeito e operador de armazenamento subterrâneo

Artigo 122.º
Separação jurídica

1 - O operador de terminal de GNL é independente, no plano jurídico, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, qualquer das restantes atividades previstas no presente decreto-lei.

2 - O operador de armazenamento subterrâneo é independente, no plano jurídico, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, qualquer das restantes atividades previstas no presente decreto-lei.

3 - Para assegurar a independência dos operadores prevista nos números anteriores são estabelecidos os seguintes impedimentos:

a) Os gestores de cada um dos operadores ali referidos não podem integrar os órgãos sociais ou participarem nas estruturas de empresas que exerçam uma atividade de produção ou comercialização de gás;

b) Nenhuma entidade, incluindo as que exerçam atividades no setor do gás, nacional ou estrangeiro, pode deter, diretamente ou sob qualquer forma indireta, mais de 25 % do capital social do operador de terminal de GNL;

c) Os operadores de terminal de GNL não podem, diretamente ou por intermédio de empresas por eles controladas, deter participações no capital social de empresas que exerçam uma atividade de produção ou comercialização de gás.

4 - O disposto na alínea b) do número anterior não se aplica ao Estado ou a empresas por ele controladas nem prejudica a existência de relações de domínio no seio do grupo societário em que o operador de terminal de GNL se integrava à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio.

5 - As restrições previstas na alínea b) do n.º 3 não são igualmente aplicáveis às novas infraestruturas de terminal de GNL a concessionar após a entrada em vigor do presente decreto-lei.

6 - Os interesses profissionais dos gestores dos operadores de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo devem ficar devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua independência.

7 - Para efeitos do disposto no número anterior, os gestores dos operadores de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo:

a) Estão impedidos de manter qualquer relação contratual ou profissional com empresas que tenham por atividade a produção ou comercialização de gás ou de deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira nas mesmas empresas;

b) Estão impedidos de receber, direta ou indiretamente, das empresas que tenham por atividade a produção ou comercialização de gás qualquer remuneração ou benefício financeiro;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

8 - Os operadores de terminal de GNL e de armazenamento que pertençam a uma empresa verticalmente integrada devem dispor de poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver as instalações de terminal de GNL ou de armazenamento.

9 - O número anterior não obsta a que:

a) Existam mecanismos de coordenação adequados para assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa verticalmente integrada no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador de terminal de GNL e de armazenamento subterrâneo, nos termos regulamentados pela ERSE;

b) A empresa verticalmente integrada aprove o plano financeiro anual, ou instrumento equivalente, do operador de terminal de GNL ou de armazenamento subterrâneo e estabeleça limites globais para os níveis de endividamento desse operador.

10 -Sem prejuízo do disposto na alínea b) do número anterior, a empresa verticalmente integrada não pode dar instruções relativamente à exploração diária ou às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das instalações que não excedam os termos do plano financeiro aprovado, ou instrumento equivalente.

11 -A remuneração dos gestores dos operadores referidos no n.º 6 não pode depender, direta ou indiretamente, das atividades ou resultados das empresas que integram a empresa verticalmente integrada e que tenham por atividade a produção ou comercialização de gás.

12 -O operador de terminal de GNL deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação e proceder à sua publicitação.

Artigo 123.º
Programa de conformidade

1 - Os operadores de armazenamento subterrâneo de terminal de GNL que pertençam a empresas verticalmente integradas devem elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios.

2 - O programa de conformidade referido no número anterior deve incluir medidas de verificação do seu cumprimento e o código ético de conduta previsto no n.º 12 do artigo anterior.

3 - A elaboração do programa de conformidade, bem como o acompanhamento da sua execução, é da responsabilidade da entidade designada pelos operadores referidos no n.º 1.

4 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade deve ser totalmente independente e ter acesso a todas as informações necessárias do operador e de quaisquer empresas coligadas para o cumprimento das suas funções.

5 - O programa de conformidade é previamente submetido à aprovação da ERSE.

6 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade apresenta à ERSE um relatório anual que deve ser publicitado nos sítios na Internet da ERSE e do respetivo operador da rede de distribuição.

7 - Os termos e a forma a que devem obedecer o programa de conformidade e os relatórios de acompanhamento da sua execução, bem como a sua publicitação, constam do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 124.º
Separação jurídica das atividades de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso regulado e negociado

1 - Para assegurar a separação das atividades de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso regulado e negociado, os operadores de armazenamento subterrâneo em determinado regime de acesso não podem deter, diretamente ou por intermédio de empresa por eles controlada, participações no capital social de empresas que exerçam atividades de armazenamento noutro regime de acesso, assim como os respetivos gestores:

a) Não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam atividades de armazenamento noutro regime de acesso;

b) Estão impedidos de manter qualquer relação contratual ou profissional com empresas que tenham por atividade o armazenamento noutro regime de acesso ou de deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira nas mesmas empresas;

c) Estão impedidos de receber, direta ou indiretamente, das empresas que tenham por atividade o armazenamento noutro regime de acesso qualquer remuneração ou benefício financeiro.

2 - Os operadores de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso regulado que pertençam a um grupo de empresas onde se incluam também operadores que exerçam a atividade de armazenamento subterrâneo em regime de acesso negociado devem dispor de poder de decisão efetivo e independente do respetivo grupo empresarial no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver as instalações de armazenamento, sem prejuízo da:

a) Existência de mecanismos de coordenação adequados para assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão do grupo de empresas no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador de armazenamento subterrâneo de gás, nos termos regulamentados pela ERSE;

b) Aprovação pelo grupo de empresas do plano financeiro anual, ou instrumento equivalente, do operador de armazenamento subterrâneo de gás e estabelecimento de limites globais para os níveis de endividamento desse operador, sendo, contudo, excluídas as instruções relativamente à exploração diária ou às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das instalações que não excedam os termos do plano financeiro aprovado, ou instrumento equivalente.

3 - A remuneração dos gestores dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás em regime de acesso regulado referidos no número anterior não pode depender das atividades ou resultados das referidas empresas do grupo que exerçam a atividade de armazenamento subterrâneo em regime de acesso negociado.

4 - O disposto no número anterior não impede que sejam estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais critérios adicionais que visem assegurar a efetiva independência dos operadores de armazenamento subterrâneo.

Secção II
Transporte

Artigo 125.º
Separação jurídica e patrimonial da atividade de transporte

1 - O operador da RNTG é independente, nos planos jurídico e patrimonial, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, as atividades de produção ou comercialização de gás ou de eletricidade.

2 - O operador da RNTG deve dispor de um poder decisório efetivo, independente de outros intervenientes no SNG ou SEN, designadamente no que respeita aos ativos necessários para manter ou desenvolver a rede.

3 - Para assegurar o disposto no n.º 1, são estabelecidos os seguintes impedimentos:

a) O operador da RNTG ou as empresas que o controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou direitos sobre uma empresa que exerça qualquer das atividades de produção ou de comercialização de gás ou de eletricidade;

b) As pessoas que exerçam qualquer das atividades de produção ou de comercialização de gás ou de eletricidade e, ainda, as pessoas que exerçam a atividade de produção de gases de origem renovável, ou as empresas que as controlem não podem, direta ou indiretamente, exercer controlo ou direitos sobre o operador da RNTG ou a RNTG;

c) O operador da RNTG ou qualquer dos seus acionistas não podem, direta ou indiretamente, designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização de empresas que exerçam atividades de produção ou comercialização de gás ou de eletricidade ou de órgãos que legalmente as representam;

d) As pessoas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas que exerçam qualquer das atividades de produção ou comercialização de gás ou de eletricidade e, ainda, sobre empresas que exerçam a atividade de produção de gases de origem renovável, não podem, direta ou indiretamente, designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização do operador da RNTG ou de órgãos que legalmente o representam;

e) As pessoas que integram os órgãos de administração ou de fiscalização do operador da RNTG ou os órgãos que legalmente o representam estão impedidas de integrar órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam uma atividade de produção ou comercialização de gás ou de eletricidade, e ainda de empresas que exerçam a atividade de produção de gases de origem renovável, não podendo os referidos gestores do operador da RNTG prestar serviços, direta ou indiretamente, a estas empresas;

f) Os interesses profissionais das pessoas referidas na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua independência;

g) O operador da RNTG deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação e proceder à sua publicitação;

h) Nenhuma entidade, incluindo as que exerçam atividades no setor do gás, nacional ou estrangeiro, pode deter, diretamente ou sob qualquer forma indireta, mais de 25% do capital social do operador da RNTG ou de empresas que o controlem.

4 - O exercício de direitos, nos termos e para os efeitos referidos nas alíneas a), b) e d) do número anterior, integra, em particular:

a) O poder de exercer direitos de voto;

b) O poder de designar membros dos órgãos de administração ou de fiscalização ou dos órgãos que legalmente representam a empresa;

c) A detenção da maioria do capital social.

5 - O disposto na alínea h) do n.º 3 e no número anterior não se aplica ao Estado ou a empresas por ele controladas nem prejudica a existência de relações de domínio no seio do grupo societário em que o operador da RNTG se integra à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio.

Artigo 126.º
Aprovação, designação e certificação do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - A entidade concessionária da rede de transporte deve ser aprovada e designada como operador da RNTG pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o qual deve comunicar essa designação à Comissão Europeia e promover a sua publicação no Jornal Oficial da União Europeia.

2 - Para que possa ser aprovada e designada como operador da RNTG, a entidade concessionária da rede de transporte deve requerer a sua certificação nos termos do presente artigo, sem prejuízo de a ERSE poder promover a referida certificação no caso de a entidade concessionária não o fazer atempadamente.

3 - A certificação do operador da RNTG tem como objetivo avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial estabelecidas no artigo anterior.

4 - O operador da RNTG é certificado pela ERSE, a quem também cabe o permanente acompanhamento e fiscalização do cumprimento das condições da certificação concedida.

5 - A entidade concessionária deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a apreciação do cumprimento das condições referidas no n.º 3.

6 - A ERSE elabora um projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNTG no prazo de quatro meses a contar da data da sua apresentação, findo o qual se considera tacitamente emitido um projeto de decisão que concede a certificação.

7 - O projeto de decisão sobre o pedido de certificação do operador da RNTG é imediatamente notificado pela ERSE à Comissão Europeia para efeitos de emissão de parecer nos termos previstos no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, devendo ser acompanhado de toda a informação relevante associada à decisão.

8 - No prazo de dois meses após a receção do parecer da Comissão Europeia ou do decurso do prazo para a sua emissão, a ERSE deve aprovar uma decisão definitiva sobre o pedido de certificação do operador da RNTG, tendo em consideração o referido parecer, nos termos previstos no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

9 - A decisão referida no número anterior é publicada, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

10 -A ERSE e a Comissão Europeia podem pedir ao operador da RNTG e às empresas que exercem atividades de produção ou de comercialização qualquer informação com relevância para o cumprimento das suas funções ao abrigo do presente artigo.

11 -A ERSE deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis que obtenha durante o processo de certificação.

12 -Os procedimentos a observar para a certificação do cumprimento das condições previstas no n.º 3 são estabelecidos por regulamentação emitida pela ERSE.

Artigo 127.º
Reapreciação das condições de certificação do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - O operador da RNTG deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas que possam exigir a reapreciação das condições que foram objeto de certificação para avaliar do cumprimento do disposto no n.º 3 do artigo anterior.

2 - A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação:

a) Após a receção de uma notificação do operador da RNTG nos termos previstos no número anterior;

b) Sempre que tenha conhecimento, por outra via, da realização ou da previsão de alterações ou transações que levem ao incumprimento das condições da certificação do operador da RNTG;

c) Na sequência de pedido fundamentado da Comissão Europeia.

3 - A reapreciação da certificação observa, com as devidas adaptações, o disposto nos n.os 4 a 12 do artigo anterior.

Artigo 128.º
Certificação relativamente a países terceiros à União Europeia

1 - Caso a entidade concessionária da rede de transporte seja controlada por uma pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia, a respetiva certificação como operador da RNTG observa o disposto no presente artigo e no artigo seguinte.

2 - A ERSE deve notificar a Comissão Europeia do pedido de certificação apresentado pela entidade referida no número anterior.

3 - A entidade concessionária deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transações previstas ou ocorridas na pendência do respetivo procedimento de certificação que possam relevar para a decisão a proferir, cabendo à ERSE notificar, de imediato, a Comissão Europeia caso tais alterações ou transações sejam suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo da entidade concessionária ou da RNTG por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

4 - A ERSE elabora um projeto de decisão, no prazo máximo de quatro meses a contar da data de apresentação do pedido de certificação.

5 - A ERSE remete o projeto de decisão à Comissão Europeia para emissão de parecer sobre:

a) Se a entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimonial previstos no artigo 125.º ou, no caso previsto nos n.os 5 e seguintes do artigo 131.º, o disposto na subsecção i da presente secção; e

b) Se a atribuição da certificação põe, ou não, em risco a segurança do abastecimento energético da União Europeia.

6 - A Comissão Europeia emite o seu parecer sobre o projeto de decisão remetido nos termos do número anterior e notifica-o à ERSE no prazo de dois meses após a receção do pedido, prorrogável por mais dois meses se a Comissão Europeia consultar a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia, o membro do Governo responsável pela área da energia ou os interessados sobre o referido projeto de decisão.

7 - Na falta de emissão de parecer no prazo indicado no número anterior, considera-se que a Comissão Europeia não tem objeções ao projeto de decisão da ERSE.

8 - O parecer da Comissão Europeia é tomado em consideração na decisão final sobre o pedido de certificação.

9 - A ERSE emite a sua decisão final no prazo de dois meses a contar da receção do parecer da Comissão Europeia ou do termo do prazo para a respetiva emissão.

10 -A decisão final é imediatamente notificada pela ERSE à Comissão Europeia, acompanhada de todas as informações relevantes a ela associadas e, se for o caso, dos fundamentos da divergência com o parecer da Comissão Europeia.

11 -A decisão final e respetiva fundamentação são publicadas, juntamente com o parecer da Comissão Europeia, nos sítios na Internet da ERSE e da DGEG.

Artigo 129.º
Recusa de certificação relativamente a países terceiros

1 - A ERSE deve recusar a certificação da entidade concessionária referida no n.º 1 do artigo anterior sempre que não tiver sido demonstrado que:

a) A entidade concessionária cumpre integralmente os requisitos de independência e de separação jurídica e patrimonial previstos no artigo 125.º ou, no caso previsto nos n.os 5 e seguintes do artigo 131.º, o disposto na subsecção i da presente secção; e

b) A certificação não põe em risco a segurança do abastecimento energético, a nível nacional ou da União Europeia.

2 - Na avaliação realizada ao abrigo da alínea b) do número anterior, deve ter-se em consideração:

a) Os direitos e obrigações assumidos pela União Europeia em relação ao país ou países terceiros em causa à luz do direito internacional, designadamente os acordos celebrados com um ou mais países terceiros em que a União Europeia seja parte e que tenham por objeto questões de segurança do abastecimento;

b) Os direitos e obrigações assumidos pelo Estado Português em relação a esse país ou países terceiros em virtude de acordos celebrados com este ou estes, na medida em que estejam em conformidade com o direito da União Europeia;

c) Outros factos e circunstâncias específicos do caso e do país ou países terceiros em causa.

3 - A avaliação prevista na alínea b) do n.º 1 é realizada pelo membro do Governo responsável pela área da energia, ou por entidade por si designada, mediante despacho que reveste caráter vinculativo para a decisão da ERSE.

4 - Para efeitos de realização da avaliação prevista na alínea b) do n.º 1, a ERSE deve notificar de imediato o membro do Governo responsável pela área da energia, ou a entidade por este designada, do pedido de certificação apresentado, do parecer emitido pela Comissão Europeia ou da respetiva omissão de pronúncia, bem como de todas as demais informações e elementos relevantes.

Artigo 130.º
Reapreciação da certificação relativamente a países terceiros

1 - O operador da RNTG deve notificar a ERSE sempre que ocorram quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do seu controlo ou do controlo da RNTG por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

2 - A ERSE inicia um procedimento de reapreciação da certificação do operador da RNTG, notificando, de imediato, a Comissão Europeia:

a) Após a receção da notificação referida no número anterior;

b) Sempre que tenha conhecimento, por outra via, de quaisquer circunstâncias suscetíveis de conduzir à aquisição do controlo do operador da RNTG ou do controlo dessa rede por parte de pessoa ou pessoas de país ou países terceiros à União Europeia.

3 - O procedimento de reapreciação iniciado nos termos do número anterior observa, com as necessárias adaptações, o disposto nos artigos 128.º e 129.º.

Artigo 131.º
Modelos alternativos de separação

1 - Caso, no âmbito do processo de certificação do operador da RNTG, surjam objeções à certificação da entidade concessionária da RNTG nos termos do artigo 126.º por se considerar que a mesma integra uma empresa verticalmente integrada em violação do disposto no artigo 125.º, a ERSE notifica a referida entidade concessionária para praticar os atos e adotar as medidas necessárias a assegurar o cumprimento integral das condições relativas à separação jurídica e patrimonial previstas no artigo 125.º.

2 - Os atos e as medidas cuja prática a ERSE pode impor à entidade concessionária da RNTG para efeitos do disposto no número anterior têm em vista assegurar que:

a) A atividade prevista no artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, e quaisquer atividades de produção ou comercialização de eletricidade, de gás ou de outros gases são exercidas por uma entidade independente da entidade concessionária da RNTG, no plano jurídico, organizativo e na tomada de decisões;

b) Os titulares de cargos de administração da entidade concessionária da RNTG ficam impedidos de integrar os órgãos sociais, colaborar ou participar, de qualquer forma, nas estruturas da entidade independente prevista na alínea anterior;

c) Os titulares de cargos de administração na entidade independente prevista na alínea a) e os respetivos trabalhadores ou colaboradores ficam impedidos de integrar os órgãos sociais, colaborar ou participar, de qualquer forma, na entidade concessionária da RNTG;

d) Os interesses profissionais das pessoas sujeitas aos impedimentos previstos nas alíneas b) e c) ficam devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua capacidade de agir de forma independente;

e) A entidade concessionária da RNTG e a entidade independente prevista na alínea a) ficam impedidas de partilhar quaisquer serviços, internos ou externos, nomeadamente jurídicos;

f) A entidade concessionária da RNTG e a entidade independente referida na alínea a) preservam a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das respetivas atividades, não devendo partilhar entre elas e devendo impedir a divulgação a terceiros de informações comercialmente sensíveis, para além do que for estritamente necessário para a realização de transações comerciais ou para o cumprimento das suas obrigações legais e contratuais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia;

g) A contabilidade da entidade independente referida na alínea a) se encontra separada da contabilidade da entidade concessionária da RNTG e submetida a revisão e a auditoria por revisor oficial de contas e auditor distintos dos que realizam a revisão oficial de contas e a auditoria desta entidade concessionária.

3 - Para efeitos das alíneas c) e d) do número anterior, as pessoas sujeitas aos impedimentos referidos nas mesmas alíneas:

a) Estão impedidas de manter qualquer relação contratual ou profissional com a entidade relativamente à qual se verifica o impedimento ou deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira na mesma empresa;

b) Estão impedidos de receber da entidade relativamente à qual se verifica o impedimento, direta ou indiretamente, qualquer remuneração ou benefício financeiro, sendo que a sua remuneração não pode depender das atividades ou resultados da referida empresa;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

4 - Os custos incorridos pela entidade concessionária da RNTG em resultado da prática dos atos ou adoção das medidas previstas no n.º 2 apenas podem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, nos termos da legislação e regulamentos em vigor, mediante autorização prévia da ERSE e desde que tenham sido incorridos de forma justificada e eficiente.

5 - A entidade concessionária da RNTG pode, em alternativa à prática dos atos ou adoção das medidas previstas no n.º 2, requerer ao membro do Governo responsável pela área da energia que autorize a adoção das regras previstas na subsecção i da presente secção.

6 - A decisão, por parte do membro do Governo responsável pela área da energia, de autorizar a adoção das regras previstas na subsecção i da presente secção depende da prévia certificação da entidade concessionária da RNTG enquanto OTI, bem como da respetiva aprovação pela Comissão Europeia.

7 - A certificação da entidade concessionária enquanto OTI depende do cumprimento dos requisitos previstos na subsecção i da presente secção.

8 - Aplica-se ao procedimento de certificação previsto no número anterior o disposto nos artigos 126.º e 127.º e, se for o caso, nos artigos 128.º a 130.º, bem como no artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

9 - A certificação da entidade concessionária da RNTG como OTI nos termos dos n.os 5 a 7 não afeta a qualidade de concessionária da RNTG por parte da referida entidade.

Subsecção I

Operador de transporte independente

Artigo 132.º
Ativos, equipamento, pessoal e identidade

1 - Para ser certificado enquanto OTI, a entidade concessionária da RNTG deve dispor de todos os recursos humanos, técnicos, materiais e financeiros necessários ao cumprimento das suas obrigações e ao exercício da atividade de transporte de gás, devendo, designadamente, ser o proprietário de todos os ativos, incluindo a RNTG, e contratar o pessoal necessário ao exercício da atividade de transporte de gás, incluindo para o desempenho das funções societárias.

2 - O previsto no número anterior não prejudica a possibilidade de concentração da operação da RNTG e da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade no OTI ou da exploração, por empresa coligada, da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

3 - São proibidas a subcontratação de pessoal e a prestação de serviços entre empresas que integram a empresa verticalmente integrada, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

4 - O OTI pode prestar serviços a empresas que integram a empresa verticalmente integrada desde que se verifiquem os seguintes requisitos cumulativos:

a) A prestação desses serviços não implique um tratamento discriminatório dos utilizadores de rede, seja acessível a todos os utilizadores de rede nos mesmos termos e condições e não restrinja, distorça ou coloque entraves à concorrência ao nível da produção ou da comercialização;

b) Os termos e condições da prestação desses serviços sejam aprovados pela ERSE.

5 - Sem prejuízo das decisões do órgão de supervisão previsto no artigo 136.º, a empresa verticalmente integrada deve disponibilizar atempadamente ao OTI, na sequência de um pedido deste para esse efeito, os recursos financeiros necessários para a realização de futuros projetos de investimento e substituição dos ativos existentes.

Artigo 133.º
Deveres do operador de transporte independente

1 - A atividade de transporte de gás exercida pelo OTI compreende, para além do disposto no artigo 29.º, pelo menos, os deveres seguidamente indicados:

a) Assegurar o relacionamento com terceiros, a ERSE ou outras entidades;

b) Assegurar a representação do operador da rede de transporte na Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás (REORT para o Gás);

c) Gerir a atribuição do acesso a terceiros à RNTG, a qual deve ser exercida sem discriminação entre os utilizadores ou categorias de utilizadores da rede;

d) Cobrar todas as taxas relativas à RNTG, incluindo as taxas de acesso, as taxas de compensação para todos os serviços de sistema, designadamente o tratamento do gás e a compra de serviços, tais como custos de compensação e energia de perdas;

e) Assegurar a exploração, a manutenção e o desenvolvimento de uma rede de transporte segura, eficiente, económica e crescentemente descarbonizada;

f) Planificar o investimento de forma a desenvolver a capacidade da rede para satisfazer uma procura razoável a longo prazo, a garantir a segurança do abastecimento e o cumprimento dos objetivos e metas de descarbonização;

g) Participar na criação de mercados organizados e associações entre empresas, que incluam, designadamente, um ou mais operadores de rede de transporte e outros interessados, com o objetivo de desenvolver a criação de mercados regionais ou de facilitar o processo de liberalização; e

h) Assegurar a prestação de todos os serviços da empresa, incluindo serviços jurídicos, contabilísticos e informáticos necessários.

2 - O OTI deve adotar uma das formas de sociedade comercial de responsabilidade limitada previstas na lei.

3 - O OTI deve garantir a diferenciação entre a sua imagem, comunicação, marca e instalações e as da empresa verticalmente integrada ou de empresas que a integrem.

4 - O OTI está impedido de partilhar sistemas ou equipamentos informáticos, instalações materiais e sistemas de segurança e controlo de acesso com a empresa verticalmente integrada ou qualquer empresa que a integre, não podendo igualmente recorrer aos mesmos consultores ou empresas para a prestação de serviços respeitantes aos sistemas e equipamento informáticos e aos sistemas de segurança e controlo de acesso.

5 - A contabilidade do OTI é submetida a revisão e a auditoria por revisor oficial de contas e auditor distintos dos que realizam a revisão oficial de contas e a auditoria da empresa verticalmente integrada ou de qualquer empresa que a integre.

6 - O OTI deve preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício da suas atividades, devendo impedir a divulgação discriminatória de informações sobre as suas próprias atividades que possam ser comercialmente vantajosas, bem como, se for o caso, a divulgação de informações comercialmente sensíveis às demais empresas que integram a empresa verticalmente integrada, para além do que for estritamente necessário para a realização de transações comerciais ou para o cumprimento das suas obrigações legais e contratuais, em particular perante a DGEG, a ERSE e a Comissão Europeia.

7 - O OTI não pode, no âmbito da compra ou venda de eletricidade por empresas coligadas, utilizar abusivamente informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros no âmbito do fornecimento ou da negociação do acesso à rede.

Artigo 134.º
Independência do operador de transporte independente

1 - Sem prejuízo das competências de decisão do órgão de supervisão previsto no artigo 136.º, o OTI dispõe dos seguintes poderes:

a) O poder de decisão no que respeita aos ativos necessários para explorar, manter ou desenvolver a rede, o qual é exercido de forma efetiva e independente da empresa verticalmente integrada; e

b) O poder de angariar e mobilizar meios financeiros no mercado de capitais, em especial através da contração de empréstimos e de aumentos de capital.

2 - O OTI deve assegurar que dispõe dos recursos necessários para exercer a atividade de transporte de forma adequada e eficiente e para assegurar o desenvolvimento e a manutenção de uma rede de transporte eficiente, segura e económica.

3 - As empresas filiais que integram a empresa verticalmente integrada e que exercem atividades de produção ou de comercialização estão impedidas de deter qualquer participação, direta ou indireta, no capital social do OTI.

4 - O OTI está impedido de deter qualquer participação, direta ou indireta, no capital social de qualquer das empresas referidas no número anterior, estando-lhe ainda vedado receber dividendos ou quaisquer outros benefícios financeiros dessas empresas.

5 - Os estatutos e a estrutura global de gestão do OTI devem assegurar a efetiva independência deste em conformidade com o disposto na presente subsecção.

6 - A empresa verticalmente integrada não pode determinar, direta ou indiretamente, o comportamento concorrencial do OTI no que respeita às suas atividades quotidianas e de gestão da RNTG, bem como quanto às atividades necessárias para a preparação do plano decenal de desenvolvimento da rede ao abrigo do artigo 86.º.

7 - No cumprimento dos deveres e funções referidos no artigo 29.º e no n.º 1 do artigo anterior ou do disposto no n.º 1 do artigo 13.º, na alínea a) do n.º 1 do artigo 14.º, nos n.os 2, 3 e 5 do artigo 16.º, no n.º 6 do artigo 18.º e no n.º 1 do artigo 21.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, o OTI não pode tratar de forma discriminatória quaisquer pessoas ou entidades nem restringir, distorcer ou colocar entraves à concorrência na atividade de produção ou de comercialização.

8 - Quaisquer relações comerciais e financeiras entre a empresa verticalmente integrada e o OTI, incluindo empréstimos deste à empresa verticalmente integrada, devem obedecer a condições de mercado.

9 - O OTI está obrigado a manter registos pormenorizados das relações comerciais e financeiras previstas no número anterior e a disponibilizá-los à ERSE, a pedido desta.

10 -O OTI submete à aprovação da ERSE todos os acordos e contratos comerciais e financeiros celebrados com a empresa verticalmente integrada.

11 -O OTI informa a ERSE dos recursos financeiros a que se refere o n.º 5 do artigo 132.º que estejam disponíveis para futuros investimentos e para a substituição dos ativos existentes.

12 -A empresa verticalmente integrada deve abster-se de qualquer comportamento que impeça ou prejudique o cumprimento, por parte do OTI, das obrigações que lhe incumbem nos termos da presente subsecção, não podendo, designadamente, exigir que o OTI obtenha autorização da empresa verticalmente integrada para cumprir essas obrigações.

Artigo 135.º
Independência do pessoal e da gestão do operador de transporte independente

1 - As decisões relativas à nomeação e recondução dos titulares dos órgãos de administração ou de gerência e dos responsáveis pela gestão do OTI, às respetivas condições de trabalho, incluindo a remuneração, bem como à cessação dos respetivos mandatos ou contratos, são tomadas pelo órgão de supervisão do OTI previsto no artigo seguinte.

2 - A ERSE deve ser informada previamente quanto à identidade dos titulares dos órgãos de administração ou de gerência e dos responsáveis pela gestão do OTI e às condições dos respetivos mandatos ou contratos, incluindo as relativas à duração e cessação, bem como sobre as razões subjacentes a qualquer decisão de cessação dos referidos mandatos ou contratos.

3 - As decisões previstas no n.º 1 e as condições dos mandatos ou dos contratos referidos no número anterior só produzem os seus efeitos se, no prazo de três semanas a contar da notificação da ERSE, esta não levantar objeções nos termos do número seguinte.

4 - A ERSE pode levantar objeções às decisões referidas n.º 1 nos seguintes casos:

a) Se surgirem dúvidas quanto à independência profissional da pessoa designada responsável pela gestão ou para membro de um órgão de administração ou de gerência; ou

b) Se existirem dúvidas quanto à justificação da cessação antecipada de um mandato.

5 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a maioria dos responsáveis pela gestão e dos membros dos órgãos de administração ou de gerência do OTI não pode, nos últimos três anos, direta ou indiretamente, ter assumido quaisquer posições, responsabilidades profissionais ou relações de negócios ou detido quaisquer interesses na empresa verticalmente integrada, em qualquer empresa que a integre ou nos seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI.

6 - Aos restantes responsáveis pela gestão e membros dos órgãos de administração ou de gerência do OTI é aplicável a incompatibilidade prevista no número anterior relativamente a funções exercidas nos últimos seis meses.

7 - Os responsáveis pela gestão, os membros dos órgãos de administração e de gerência e os trabalhadores do OTI estão impedidos de exercer quaisquer funções na empresa verticalmente integrada, em qualquer empresa que a integre ou nos seus acionistas maioritários, ou de manter com as referidas entidades qualquer espécie de vínculo ou estabelecer com elas qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra.

8 - Os responsáveis pela gestão, os membros dos órgãos de administração e de gerência e os trabalhadores do OTI não podem deter quaisquer interesses ou participação no capital social na empresa verticalmente integrada, em qualquer empresa que a integre ou nos seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI, ou receber das referidas entidades, direta ou indiretamente, qualquer remuneração ou benefício financeiro, sendo que a sua remuneração não pode depender das atividades ou resultados da empresa verticalmente integrada, para além do próprio OTI.

9 - Os responsáveis pela gestão e os membros dos órgãos de administração e de gerência têm o direito de reclamar junto da ERSE quanto à cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

10 - Os responsáveis pela gestão e os membros dos órgãos de administração e de gerência do OTI ficam impedidos, durante um período de quatro anos após o termo dos respetivos contratos ou mandatos, de estabelecer qualquer vínculo ou entrar em qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra, com a empresa verticalmente integrada, com qualquer empresa que a integre ou com os seus acionistas maioritários, com exceção do próprio OTI.

11 - O disposto nos n.os 6 a 10 é igualmente aplicável a todos os responsáveis pela gestão executiva do OTI, bem como a todos aqueles que respondam diretamente perante estes sobre questões relacionadas com o funcionamento, a manutenção ou o desenvolvimento da rede.

Artigo 136.º
Órgão de supervisão

1 - O OTI tem um órgão de supervisão composto pelo número de membros indicado nos seus estatutos, os quais representam o acionista ou acionistas que, direta ou indiretamente, controlam o OTI e os demais titulares, direta ou indiretamente, de ações do OTI, cabendo a cada um destes grupos de acionistas indicar metade dos referidos membros, nos termos indicados nos estatutos.

2 - Compete ao órgão de supervisão deliberar sobre quaisquer questões suscetíveis de ter um impacte significativo no valor dos ativos dos acionistas ou sócios do OTI, em especial, as decisões relacionadas com a aprovação dos planos financeiros anuais e de longo prazo, com o nível de endividamento do OTI e o montante dos dividendos distribuídos aos respetivos acionistas ou sócios.

3 - O órgão de supervisão não tem competência para deliberar sobre as atividades diárias do OTI, a gestão da rede e, bem assim, sobre atividades necessárias para a preparação do plano decenal de desenvolvimento da rede previsto no artigo 109.º.

4 - O disposto nos n.os 2, 3, 5 e 7 a 10 do artigo anterior é aplicável a metade menos um dos membros do órgão de supervisão.

5 - O disposto na alínea b) do n.º 4 do artigo anterior é aplicável a todos os membros do órgão de supervisão.

Artigo 137.º
Programa de conformidade

1 - O OTI deve elaborar e executar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas e obrigações específicas para excluir comportamentos discriminatórios, devendo ainda estabelecer o plano de monitorização do cumprimento do referido programa.

2 - O programa de conformidade é submetido à aprovação da ERSE, sem prejuízo das competências do responsável pela conformidade previsto no artigo seguinte.

Artigo 138.º
Responsável pela conformidade

1 - O órgão de supervisão designa um responsável pela conformidade, que pode ser uma pessoa singular ou coletiva, ficando tal designação sujeita a aprovação prévia pela ERSE.

2 - A ERSE apenas pode recusar a designação do responsável pela conformidade com fundamento na falta de independência ou de capacidade profissional do candidato proposto pelo órgão de supervisão ao abrigo do número anterior.

3 - Os termos do contrato que regule a atividade e as condições de trabalho do responsável pela conformidade, incluindo a sua duração, estão sujeitos à aprovação da ERSE.

4 - Os termos contratuais referidos no número anterior devem assegurar a independência do responsável pela conformidade e facultar-lhe todos os recursos necessários ao bom cumprimento das suas funções.

5 - Durante a vigência do contrato previsto no n.º 3, o responsável pela conformidade está impedido de deter quaisquer interesses ou participação no capital social ou exercer quaisquer funções ou cargos na empresa verticalmente integrada, em qualquer empresa que a integre ou nos seus acionistas detentores de uma participação de controlo, estando igualmente impedido de manter com as referidas entidades qualquer espécie de vínculo ou estabelecer com elas qualquer relação, direta ou indireta, de natureza laboral, de negócios ou outra.

6 - É aplicável ao responsável pela conformidade o disposto nos n.os 2 a 5 e 7 a 11 do artigo 135.º.

7 - O órgão de supervisão pode destituir o responsável pela conformidade com fundamento na sua falta de independência ou de capacidade profissional, mediante aprovação prévia pela ERSE ou a pedido desta.

Artigo 139.º
Funções do responsável pela conformidade

1 - Sem prejuízo dos poderes de fiscalização da ERSE, compete ao responsável pela conformidade:

a) Monitorizar a implementação do programa de conformidade;

b) Elaborar um relatório anual que descreva as medidas tomadas para a implementação do programa de conformidade e submetê-lo à ERSE;

c) Informar regularmente o órgão de supervisão e emitir recomendações sobre o programa de conformidade e a sua implementação;

d) Participar à ERSE quaisquer violações das regras relativas à implementação do programa de conformidade;

e) Comunicar à ERSE a existência de quaisquer relações comerciais ou financeiras entre a empresa verticalmente integrada e o OTI;

f) Informar regularmente a ERSE e o órgão de supervisão do operador da rede nacional de transporte de eletricidade, oralmente ou por escrito, sobre a atividade por si desenvolvida;

g) Submeter à ERSE as propostas de decisão sobre o plano de investimentos ou as propostas relativas a determinados investimentos na rede, elaboradas pelo órgão de administração ou de gerência do OTI, devendo enviar as referidas propostas até ao momento em que estas forem apresentadas pelo referido órgão de administração ou de gerência ao órgão de supervisão do OTI.

2 - O responsável pela conformidade deve ainda participar à ERSE, que deve atuar em conformidade com o disposto no artigo 141.º, sempre que a empresa verticalmente integrada, em assembleia geral de acionistas ou através do voto dos membros do órgão de supervisão por si indicados, inviabilize a aprovação de uma deliberação tendo como efeito impedir ou atrasar a realização de investimentos na rede que, de acordo com o respetivo plano decenal de desenvolvimento, deveriam ser realizados nos três anos seguintes.

3 - Compete ainda ao responsável pela conformidade fiscalizar o cumprimento pelo OTI dos deveres de confidencialidade previstos na alínea bb) do n.º 5 do artigo 31.º e nos n.os 6 e 7 do artigo 133.º.

Artigo 140.º
Poderes do responsável pela conformidade

1 - O responsável pela conformidade tem acesso a todos os dados relevantes do OTI, bem como aos serviços pelo mesmo prestados e demais informações necessárias para o cumprimento das suas funções.

2 - Sempre que esteja no exercício das funções que lhe são atribuídas pelo presente decreto-lei, o responsável pela conformidade tem acesso, sem aviso prévio, aos escritórios e às instalações do OTI.

3 - O responsável pela conformidade pode participar em todas as reuniões do órgão de administração ou de gerência, da assembleia geral e do órgão de supervisão do OTI, devendo, em especial, participar em todas as reuniões que incidam sobre as matérias seguidamente indicadas:

a) Condições de acesso à rede, tal como definidas no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, em especial no que diz respeito a tarifas, serviços de acesso prestados a terceiros, atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos, transparência, compensação e mercados secundários;

b) Projetos empreendidos com vista a explorar, manter e desenvolver a RNTG, incluindo os investimentos em ligações à rede e interligações;

c) Compra ou venda da energia necessária para a exploração da RNTG.

Artigo 141.º
Poderes para tomar decisões de investimento

1 - O OTI deve comunicar à ERSE qualquer decisão envolvendo a não realização dos investimentos previstos no PDIRG da RNTG para os três anos seguintes, apresentando os respetivos fundamentos.

2 - Se, no entendimento da ERSE, os fundamentos apresentados pelo OTI ao abrigo do número anterior não constituírem motivos imperiosos e independentes da vontade do OTI, a ERSE é obrigada, se o investimento em causa ainda se justificar, a adotar uma das medidas seguidamente indicadas, destinadas a garantir a realização do investimento em causa com base no PDIRG:

a) Ordenar ao OTI a realização do referido investimento;

b) Promover a realização de um procedimento concursal para a realização do referido investimento pelos investidores interessados; ou

c) Obrigar o OTI a realizar um aumento de capital aberto a terceiros com vista ao financiamento dos investimentos necessários por parte de investidores independentes.

3 - Sempre que a ERSE optar pela alternativa prevista na alínea b) do número anterior pode impor ao OTI uma ou mais condições de entre as seguidamente indicadas:

a) O financiamento do investimento por terceiros;

b) A construção da obra por qualquer terceiro ou pelo OTI;

c) A exploração dos novos ativos pelo OTI.

4 - Nos casos previstos nas alíneas b) e c) do n.º 2, o OTI deve fornecer aos investidores a informação necessária para a realização do investimento, estando obrigado a ligar os troços construídos à RNTG e, de um modo geral, a envidar todos os esforços para facilitar a execução do referido investimento.

5 - A ERSE aprova os termos e condições de natureza financeira da realização do novo investimento.

6 - Quando a ERSE fizer uso dos poderes previstos no n.º 2, os custos dos investimentos realizados no desenvolvimento da RNTG são repercutidos na tarifa de uso global do sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de gás nos termos a definir no Regulamento Tarifário.

Artigo 142.º
Ligação à Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - O OTI elabora e publica procedimentos transparentes e eficientes para a ligação não discriminatória de instalações de armazenamento, instalações de regaseificação de GNL, instalações de injeção de outros gases e de clientes industriais à RNTG, os quais estão sujeitos a aprovação prévia pela ERSE, ouvida a DGEG.

2 - O OTI não pode recusar a ligação de novas instalações de armazenamento, de instalações de regaseificação de GNL, instalações de injeção de outros gases e de clientes industriais à RNTG com fundamento numa eventual limitação futura da capacidade disponível da rede ou custos adicionais relacionados com o necessário aumento da capacidade da rede.

3 - O OTI deve garantir uma capacidade suficiente de entrada e de saída de novas instalações de armazenamento, de instalações de regaseificação de GNL e de clientes industriais à RNTG.

Secção III
Distribuição

Artigo 143.º
Separação jurídica da atividade de distribuição

1 - O operador de rede de distribuição é independente, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras atividades não relacionadas com a distribuição.

2 - De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser garantidos os seguintes critérios mínimos:

a) Os gestores do operador de rede de distribuição não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas de empresas que exerçam uma outra atividade de gás;

b) Os interesses profissionais dos gestores referidos na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados de forma a assegurar a sua independência;

c) O operador de rede de distribuição deve dispor de um código ético de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação da rede e proceder à sua publicitação;

d) O operador da rede de distribuição deve diferenciar a sua imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no âmbito do SNG, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais;

e) O operador de rede de distribuição não pode, diretamente ou por intermédio de empresa por si controlada, deter uma participação no capital social de empresas que exerçam outra atividade de gás.

3 - O disposto no número anterior não impede que sejam estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais critérios adicionais que visem assegurar a efetiva independência do operador de rede.

4 - Para efeitos do disposto na alínea b) do n.º 2, os gestores do operador de rede de distribuição:

a) Estão impedidos de manter qualquer relação contratual ou profissional com empresas que exerçam outra atividade no setor do gás ou de deter quaisquer interesses de natureza económica ou financeira nas mesmas empresas;

b) Estão impedidos de receber, direta ou indiretamente, das empresas que exerçam outra atividade no setor do gás qualquer remuneração ou benefício financeiro;

c) Têm o direito de reclamar junto da ERSE quando entendam que a cessação antecipada dos respetivos contratos ou mandatos não foi justificada, tendo a decisão proferida pela ERSE sobre esta questão caráter vinculativo.

5 - O operador de rede de distribuição que pertença a uma empresa verticalmente integrada deve dispor dos recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, financeiros e materiais, para explorar, manter e desenvolver a rede, assim como deve dispor de poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede.

6 - O disposto no número anterior não obsta a que:

a) Existam mecanismos de coordenação adequados para assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa verticalmente integrada no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador, nos termos regulamentados pela ERSE;

b) A empresa verticalmente integrada aprove o plano financeiro anual, ou instrumento equivalente, do operador e estabeleça limites globais para os níveis de endividamento desse operador.

7 - Sem prejuízo do disposto na alínea b) do número anterior, a empresa verticalmente integrada não pode dar instruções relativamente à exploração diária ou às decisões específicas sobre a construção ou o melhoramento das instalações que não excedam os termos do plano financeiro aprovado, ou instrumento equivalente.

8 - A remuneração dos gestores do operador referido no n.º 5 não pode depender, direta ou indiretamente, das atividades ou dos resultados das empresas que integram a empresa verticalmente integrada e que tenham por atividade a produção ou comercialização de gás.

9 - Sem prejuízo da separação contabilística das atividades, a separação jurídica prevista no presente artigo e a forma de comunicação prevista na alínea e) do n.º 2 não são exigidas aos distribuidores que sirvam um número de clientes inferior a 100 000.

Artigo 144.º
Programa de conformidade dos operadores das redes de distribuição

1 - Os operadores das redes de distribuição que pertençam a empresas verticalmente integradas e que sirvam um número de clientes igual ou superior a 100 000 devem elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios.

2 - O programa de conformidade referido no número anterior deve incluir medidas para verificação do seu cumprimento e o código ético de conduta previsto na alínea c) do n.º 2 do artigo anterior.

3 - A elaboração do programa de conformidade, bem como o acompanhamento da sua execução, é da responsabilidade da entidade designada pelo operador de rede de distribuição.

4 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade deve ser totalmente independente e ter acesso a todas as informações necessárias do operador de rede de distribuição e de quaisquer empresas coligadas para o cumprimento das suas funções.

5 - O programa de conformidade é previamente submetido à aprovação da ERSE.

6 - A entidade responsável pela elaboração e acompanhamento da execução do programa de conformidade apresenta à ERSE um relatório anual que deve ser publicitado nos sítios na Internet da ERSE e do respetivo operador da rede de distribuição.

7 - Os termos e a forma a que deve obedecer o programa de conformidade e os relatórios de acompanhamento da sua execução, bem como a sua publicitação, constam do Regulamento de Relações Comerciais.

Secção IV
Comercialização

Artigo 145.º
Separação jurídica da atividade

A atividade de comercialização de gás é separada juridicamente das restantes atividades.

Artigo 146.º
Separação jurídica da atividade de comercializador de último recurso

1 - As atividades de comercialização de último recurso em regime grossista e retalhista são separadas juridicamente das restantes atividades do SNG, incluindo outras formas de comercialização, sendo exercidas segundo critérios de independência definidos na lei e no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - A separação referida no número anterior não se aplica enquanto a qualidade de comercializador de último recurso for atribuída ao distribuidor que se encontre nas condições do n.º 9 do artigo 143.º.

3 - Os comercializadores de último recurso devem diferenciar a sua imagem e comunicação das restantes entidades que atuam no SNG.

Capítulo VII
Regiões Autónomas

Artigo 147.º
Âmbito de aplicação do decreto-lei às Regiões Autónomas

1 - O presente decreto-lei aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, sem prejuízo das suas competências estatutárias em matéria de funcionamento, organização e regime das atividades nele previstas e de monitorização da segurança do abastecimento de gás.

2 - Excetuam-se do âmbito de aplicação estabelecido no número anterior as disposições relativas a mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de transporte, distribuição e comercialização de gás.

3 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as competências cometidas ao Governo da República, à DGEG e a outros organismos da administração central são exercidas pelos correspondentes membros do Governo Regional e pelos serviços e organismos das administrações regionais com idênticas atribuições e competências, sem prejuízo das competências da ERSE, da AdC e de outras entidades de atuação com âmbito nacional.

Artigo 148.º
Extensão da regulação às Regiões Autónomas

1 - A regulação da ERSE exercida no âmbito do SNG é extensiva às Regiões Autónomas.

2 - A extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas assenta no princípio da partilha dos benefícios decorrentes da convergência do funcionamento do SNG, nomeadamente em matéria de convergência tarifária e de relacionamento comercial.

3 - A convergência do funcionamento do SNG por via da regulação tem por finalidade, ao abrigo dos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado, contribuir para a correção das desigualdades das Regiões Autónomas resultantes da insularidade e do seu caráter ultraperiférico.

Artigo 149.º
Aplicação da regulamentação

O Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, o Regulamento da Qualidade de Serviço e o Regulamento de Operação das Infraestruturas e demais regulamentação da ERSE são aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 150.º
Adaptação específica às Regiões Autónomas

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as bases das concessões e as condições de atribuição das licenças são aprovadas mediante ato legislativo regional dos seus órgãos competentes, tendo em conta os princípios estabelecidos no presente decreto-lei e legislação complementar sobre concessões e licenças.

Capítulo VIII
Alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto

Artigo 151.º
Alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto

O artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 16.º

[...]

1 - ...

2 - ...

3 - ...

4 - ...

5 - Os titulares de título de reserva de capacidade de injeção na RESP, previsto na alínea c) do n.º 2 do artigo 5.º-A, podem constituir servidões e requerer a expropriação por utilidade pública

dos bens imóveis necessários para a construção das infraestruturas previstas na alínea b) do n.º 1, nos mesmos termos e condições das entidades concessionárias.

6 - (Anterior n.º 5.)

7 - (Anterior n.º 6.)»

Capítulo IX

Disposições complementares, transitórias e finais

Artigo 152.º

Derrogação relacionada com novas infraestruturas

1 - As novas infraestruturas relativas a interligações, a instalações de armazenamento subterrâneo e a terminais de GNL, bem como os aumentos significativos de capacidade nas infraestruturas existentes e as alterações das infraestruturas que permitam o desenvolvimento de novas fontes de fornecimento de gás, podem beneficiar das derrogações previstas nos termos do artigo 36.º da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho de 2009, tendo em consideração o seguinte:

a) Que, face ao nível de risco associado, o investimento não seria realizado se não fosse concedida a derrogação;

b) Que a infraestrutura deve ser propriedade de entidade juridicamente separada dos operadores em cujas redes a referida infraestrutura venha a ser construída, salvo nas situações de aumentos significativos de capacidade ou alterações nas infraestruturas existentes;

c) Que devem ser cobradas taxas de utilização aos utilizadores dessa infraestrutura;

d) Que a derrogação não prejudica a concorrência nos mercados pertinentes que são suscetíveis de serem afetados pelo investimento, nem o bom funcionamento do mercado interno do gás natural ou o funcionamento eficiente do sistema regulado a que está ligada a infraestrutura, nem a segurança do abastecimento de gás natural na União Europeia.

2 - As derrogações previstas no número anterior podem abranger a totalidade ou parte da nova infraestrutura, ou da infraestrutura existente significativamente alterada ou ampliada, e impor condições no que se refere à duração da derrogação e ao acesso não discriminatório à infraestrutura, tendo em conta, nomeadamente, a capacidade adicional a construir ou a alteração da capacidade existente, o horizonte temporal do projeto e as necessidades do SNG.

3 - Os pedidos referentes às derrogações previstas no número anterior são dirigidos à ERSE, que envia cópia dos mesmos à Comissão Europeia imediatamente após a sua receção, acompanhada das informações referidas no n.º 8 do artigo 36.º da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

4 - Para a concessão das derrogações mencionadas no número anterior a ERSE consulta:

a) As entidades reguladoras nacionais dos Estados-Membros cujos mercados sejam suscetíveis de ser afetados pela nova infraestrutura; e

b) As autoridades competentes dos países terceiros, se a infraestrutura em questão estiver ligada à rede da União Europeia e se encontrar sob a jurisdição nacional e tiver origem ou termo num ou mais países terceiros.

5 - A decisão de derrogação é proferida pela ERSE se as entidades dos países terceiros que foram consultadas nos termos do número anterior não reagirem à consulta no prazo fixado na consulta, que deve ser razoável e não superior a três meses.

6 - Caso entenda ser de conceder a derrogação, a ERSE deve indicar as regras e mecanismos de gestão e atribuição de capacidade e gestão de congestionamentos, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações, devendo ser previsto que todos os potenciais utilizadores da infraestrutura em causa sejam convidados a indicar o seu interesse em contratar capacidade, incluindo capacidade para uso próprio antes da atribuição de capacidade à nova infraestrutura.

7 - A decisão de derrogação e quaisquer condições a que a mesma fique sujeita devem ser devidamente justificadas e publicadas, sendo imediatamente notificadas à Comissão Europeia, acompanhadas do parecer da ERSE e das demais informações relevantes sobre a mesma, para que esta possa formular uma decisão bem fundamentada.

8 - Ao conceder uma derrogação, a ERSE deve definir as regras e os mecanismos de gestão e atribuição de capacidade, desde que tal não impeça a realização dos contratos de longo prazo.

9 - A aprovação pela Comissão Europeia de uma decisão de derrogação deixa de produzir efeitos dois anos após a sua adoção, caso a construção da infraestrutura não se tenha ainda iniciado, ou cinco anos após a referida adoção, se a infraestrutura não estiver ainda operacional, salvo se a Comissão decidir que os atrasos são devidos a obstáculos relevantes, para além do controlo da entidade a quem a derrogação foi concedida.

Artigo 153.º
Derrogações relacionadas com falta de capacidade e necessidade de cumprimento de obrigações de serviço público

1 - Os operadores das redes de transporte e de distribuição podem recusar, fundamentadamente, o acesso às respetivas redes por falta de capacidade ou no caso de esse acesso os impedir de cumprir as obrigações de serviço público previstas no presente decreto-lei.

2 - Em caso de recusa de acesso à rede por falta de capacidade ou falta de ligação, os operadores das redes de transporte ou de distribuição devem efetuar os melhoramentos necessários, na medida em que tal seja economicamente viável, mediante requerimento dos interessados, que devem suportar os respetivos custos.

Artigo 154.º
Cooperação administrativa

1 - As autoridades competentes nos termos do presente decreto-lei participam na cooperação administrativa, no âmbito dos procedimentos relativos a prestadores de serviços estabelecidos em outro Estado-Membro da União Europeia ou do Espaço Económico Europeu, nos termos do capítulo vi do Decreto-Lei n.º 92/2010, de 26 de julho, na sua redação atual, nomeadamente através do Sistema de Informação do Mercado Interno (IMI).

2 - A publicação, divulgação e disponibilização, para consulta ou outro fim, de informações, documentos e outros conteúdos que, pela sua natureza e nos termos da presente lei, possam ou devam ser disponibilizados ao público, sem prejuízo do uso simultâneo de outros meios, deve estar disponível em formatos abertos, que permitam a leitura por máquina, para ser colocada no Portal de Dados Abertos da Administração Pública, em www.dados.gov.pt.

Artigo 155.º
Financiamento

1 - As receitas tributárias que advenham da cessação, total ou parcial, das isenções ao Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos e ao adicionamento sobre as emissões de carbono da utilização de gás natural são transferidas para o Fundo Ambiental, sem prejuízo dos limites que sejam impostos por Lei do Orçamento do Estado.

2 - As receitas referidas no número anterior são consignadas ao cumprimento do disposto nos artigos 64.º e 73.º.

Artigo 156.º
Regime sancionatório

O regime sancionatório aplicável às disposições do presente decreto-lei é o estabelecido no regime sancionatório do setor energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Artigo 157.º
Efeitos sobre os contratos de concessão e licenças em vigor

1 - Mantêm-se em vigor os contratos de concessão e licenças atribuídas ao abrigo de legislação anterior, que se passam a reger pelo presente decreto-lei.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, os contratos de concessão e as licenças em vigor à data de entrada em vigor do presente decreto-lei mantêm os respetivos prazos de validade.

3 - Os programas de conformidade a que se referem os artigos 123.º, 137.º e 144.º são revistos no prazo de três meses contados da publicação da revisão do Regulamento de Relações Comerciais, ao abrigo do n.º 3 do artigo seguinte.

Artigo 158.º
Norma transitória

1 - Mantém-se em vigor a portaria e a norma regulamentar aprovadas ao abrigo do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual.

2 - Mantêm-se em vigor os regulamentos aprovados ao abrigo do artigo 71.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

3 - Mantém-se em vigor a Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, na sua redação atual, aprovada ao abrigo do n.º 2 do artigo 24.º e do n.º 3 do artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual.

4 - Mantém-se em vigor a Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, aprovada ao abrigo do n.º 1 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual.

5 - Mantém-se em vigor a Portaria n.º 366/2013, de 23 de dezembro, aprovada ao abrigo da alínea b) do n.º 1 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, na sua redação atual.

6 - Os regulamentos referidos no n.º 2 são alterados de acordo com a disciplina do presente decreto-lei, no prazo de seis meses a contar da data da sua publicação.

7 - O membro do Governo responsável pela área da energia fixa por portaria, no prazo de três meses, as taxas de registo e reconhecimento de comercializador e as taxas de registo e de averbamento de alteração de titularidade no registo de produtor de gases de origem renovável previstas, respetivamente, no n.º 12 do artigo 51.º e nos n.os 3 e 6 do artigo 70.º.

Alterações

Retificado pela Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro

Artigo 159.º
Remissões e referências legais

1 - As referências ou remissões feitas ao Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual e ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual, consideram-se efetuadas para o presente decreto-lei.

2 - As referências ou remissões feitas ao Sistema Nacional de Gás Natural consideram-se efetuadas para o Sistema Nacional de Gás.

Artigo 160.º
Norma revogatória

São revogados:

a) O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;

b) O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual.

Artigo 161.º
Entrada em vigor

O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Anexo I
(a que se referem o n.º 3 do artigo 15.º e o n.º 6 do artigo 31.º)

Bases da concessão da atividade de transporte de gás através da Rede Nacional de Transporte de Gás

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Base I
Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto a atividade de transporte de gás em alta pressão, exercida em regime de serviço público, através da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

2 - Integram-se no objeto da concessão:

a) O recebimento, o transporte e a entrega de gás natural em alta pressão;

b) A operação, a exploração e a manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNTG e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

3 - Integram-se ainda no objeto da concessão:

a) O planeamento, o desenvolvimento, a expansão e a gestão técnica da RNTG e a construção das respetivas infraestruturas e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação;

b) A gestão da interligação da RNTG com a rede internacional de transporte de alta pressão e da ligação com as infraestruturas de armazenamento subterrâneo e com os terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL);

c) A gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás (SNG);

d) O planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) e da utilização das respetivas infraestruturas, através da elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG);

e) O controlo da constituição e da manutenção das reservas de segurança de gás;

f) A elaboração, para médio e longo prazos, de estudos de planeamento integrado de recursos, de estudos prospetivos sobre o equilíbrio oferta-procura e do relatório de monitorização da segurança de abastecimento (RMSA);

g) O desenvolvimento dos estudos necessários ao cumprimento de outras obrigações decorrentes da legislação aplicável, designadamente, os relacionados com a elaboração e atualização da análise de risco de aprovisionamento de gás ao SNG, bem como os necessários para a elaboração e execução de planos preventivos de ação e de emergência, quer ao nível nacional, quer ao nível regional, para fazer face a crises do aprovisionamento;

h) A gestão da interligação de instalações de produção de outros gases, assim como o projeto e construção das instalações de monitorização e controlo.

4 - A concessionária deve elaborar e apresentar ao concedente, nos termos previstos no contrato de concessão e de forma articulada com o PDIRG, o plano de investimentos na RNTG.

5 - A concessionária é desde já autorizada, nos termos do número anterior, a explorar, direta ou indiretamente, ou a ceder a exploração da capacidade excedentária da rede de telecomunicações instalada para a operação da RNTG.

6 - A concessionária deve garantir a acomodação de outros gases na infraestrutura, assegurando a qualidade de operação do SNG e os limites técnicos da infraestrutura.

Base II

Âmbito e exclusividade da concessão

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, a concessão tem como âmbito geográfico todo o território do continente e é exercida em regime de exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso de terceiros às várias infraestruturas que a integram nos termos previstos nas presentes bases e na legislação e na regulamentação aplicáveis.

2 - As atividades referidas nas alíneas c) e e) do n.º 3 da base anterior abrangem todo o território nacional, sem prejuízo das competências e dos poderes das autoridades regionais.

3 - O regime de exclusivo referido no n.º 1 pode ser alterado em conformidade com a política energética aprovada pela União Europeia e aplicável ao Estado Português.

Base III

Prazo da concessão

1 - O prazo da concessão é fixado no contrato de concessão e não pode exceder 30 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária pelo concedente com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

Base IV

Serviço público

1 - A concessionária deve desempenhar as atividades concessionadas de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás com vista a garantir, designadamente, a segurança do abastecimento e a de pessoas e bens.

2 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da eficiência do serviço público, o concedente reserva-se o direito de alterar, por via legal ou regulamentar, as condições da sua exploração.

3 - Quando, por efeito do disposto no número anterior, se alterarem significativamente as condições de exploração da concessão, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, nos termos previstos na base XXXVII, desde que

a concessionária não possa legitimamente prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão.

Base V

Direitos e obrigações da concessionária

1 - A concessionária beneficia dos direitos e encontra-se sujeita às obrigações estabelecidos no regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e ainda os regimes jurídicos das respetivas atividades, e na demais legislação e regulamentação aplicáveis à atividade que integra o objeto da concessão, sem prejuízo dos demais direitos e obrigações estabelecidos nas presentes bases.

2 - A concessionária obriga-se, em particular, a respeitar as disposições legais em matéria de certificação pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE), nos termos e condições previstos nos artigos 126.º a 131.º do regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do SNG e ainda os regimes jurídicos das respetivas atividade, e nas normas que as venham a regulamentar, bem como a substituir, e a assegurar que praticará todos os atos e diligências necessários, nomeadamente, prestando toda a informação e documentação relevante ou que lhe seja solicitada pelo concedente ou pela ERSE, com vista a garantir a obtenção e a manutenção da referida certificação.

3 - O não cumprimento das obrigações previstas no número anterior constitui incumprimento do contrato de concessão, incluindo para efeitos do disposto na base XXXIX.

Base VI

Princípios aplicáveis às relações com os utilizadores da Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - A concessionária deve proporcionar aos utilizadores da RNTG, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas infraestruturas, nos termos previstos nas presentes bases e na legislação e na regulamentação aplicáveis, não podendo estabelecer diferenças de tratamento entre os referidos utilizadores que não resultem da aplicação de critérios ou de condicionalismos legais, regulamentares ou técnicos, ou ainda de condicionalismos de natureza contratual desde que aceites pela ERSE.

2 - O disposto no número anterior não impede a concessionária de celebrar contratos a longo prazo, no respeito pelas regras da concorrência.

3 - A concessionária fica obrigada a disponibilizar serviços de sistema aos utilizadores da RNTG, nomeadamente através de mecanismos eficientes de compensação de desvios, assegurando a respetiva liquidação, no respeito pelos regulamentos aplicáveis.

4 - A concessionária deve, ainda, facultar aos utilizadores da RNTIAT as informações de que estes necessitem para o acesso às respetivas infraestruturas.

5 - A concessionária deve assegurar o tratamento de dados de utilização da RNTIAT no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no seu relacionamento com os utilizadores.

6 - A concessionária deve manter um registo das queixas ou reclamações que lhe tenham sido apresentadas pelos utilizadores.

Capítulo II

Bens e meios afetos à concessão

Base VII

Bens e meios afetos à concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem a RNTG, designadamente:

a) O conjunto de gasodutos de alta pressão para transporte de gás em território nacional, com as respetivas tubagens e antenas;

b) As instalações afetas à compressão, ao transporte e à redução de pressão para entrega às redes de distribuição ou a clientes finais, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida indispensável à operação e funcionamento do sistema de transporte de gás e os postos de redução de pressão de 1.ª classe, nos quais se concretiza a ligação com as redes de distribuição ou com clientes finais;

c) As instalações e os equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afetos à gestão de todas as instalações de receção, transporte e entrega de gás;

d) As instalações e os equipamentos necessários à gestão técnica global do SNG;

e) As cadeias de medida, incluindo os equipamentos de telemetria instalados nas instalações dos utilizadores da RNTG;

f) O conjunto de infraestruturas deste as instalações de produção de gases de origem renováveis até ao ponto de injeção, incluindo todo o equipamento de controlo, monitorização e medida indispensável à operação do sistema.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que estejam implantados os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas em benefício da concessão;

b) Os bens móveis ou direitos relativos a bens imóveis utilizados ou relacionados com o exercício da atividade objeto da concessão;

c) Os direitos privativos de propriedade intelectual e industrial de que a concessionária seja titular;

d) Quaisquer fundos ou reservas consignados à garantia do cumprimento das obrigações da concessionária, por força de obrigação emergente da lei ou do contrato de concessão e enquanto durar essa vinculação;

e) As relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação e de prestação de serviços.

Base VIII

Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar e manter permanentemente atualizado e à disposição do concedente um inventário do património afeto à concessão.

2 - No inventário a que se refere o número anterior devem ser mencionados os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários à concessão são abatidos ao inventário, nos termos previstos no n.º 2 da base X.

Base IX

Manutenção dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária fica obrigada a manter, durante o prazo de vigência da concessão, em permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

2 - Não se tratando de reparações, renovações ou adaptações urgentes, deve a concessionária, sempre que elas impliquem interrupção, diminuição ou condicionamento da atividade objeto da concessão, comunicá-las com antecedência razoável aos utilizadores afetados pelas mesmas.

Base X

Regime de oneração e transmissão dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária não pode onerar ou transmitir, por qualquer forma, os bens que integram a concessão, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - Os bens e direitos que tenham perdido utilidade para a concessão são abatidos ao inventário referido na base VIII, mediante prévia autorização do concedente, que se considera concedida se este não se opuser no prazo de 30 dias contados da receção do pedido.

3 - A oneração ou transmissão de bens imóveis afetos à concessão fica sujeita a autorização do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A oneração ou transmissão de bens e direitos afetos à concessão em desrespeito do disposto na presente base acarreta a nulidade dos respetivos atos ou contratos.

Base XI

Posse e propriedade dos bens

1 - A concessionária detém a posse e propriedade dos bens afetos à concessão até à extinção desta.

2 - Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos transferem-se para o concedente nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão.

Capítulo III

Sociedade concessionária

Base XII

Objeto social, sede e ações da sociedade

1 - O projeto de estatutos da sociedade concessionária deve ser submetido a prévia aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - A sociedade concessionária deve ter como objeto social principal, ao longo de todo o período de duração da concessão, o exercício das atividades integradas no objeto da concessão, devendo manter ao longo do mesmo período a sua sede em Portugal e a forma de sociedade anónima, regulada pela lei portuguesa.

3 - O objeto social da concessionária pode incluir o exercício de outras atividades para além das que integram o objeto da concessão e, bem assim, a participação no capital de outras sociedades desde que seja respeitado o disposto nas presentes bases e na legislação aplicável ao setor do gás.

4 - Todas as ações representativas do capital social da concessionária são obrigatoriamente nominativas.

5 - A oneração e a transmissão de ações representativas do capital social da concessionária dependem, sob pena de nulidade, de autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual não pode ser infundadamente recusada e se considera tacitamente concedida se não for recusada, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

6 - Excetua-se do disposto no número anterior a oneração de ações efetuada em benefício das entidades financiadoras da atividade que integra o objeto da concessão e no âmbito dos

contratos de financiamento que venham a ser celebrados pela concessionária para o efeito desde que as entidades financiadoras assumam, nos referidos contratos, a obrigação de obter a autorização prévia do concedente em caso de execução das garantias de que resulte a transmissão a terceiros das ações oneradas.

7 - A oneração de ações referida no número anterior deve, em qualquer caso, ser comunicada ao concedente, a quem deve ser enviada, no prazo de 30 dias a contar a partir da data em que seja constituída, cópia autenticada do documento que formaliza a oneração e, bem assim, informação detalhada sobre quaisquer outros termos e condições que sejam estabelecidos.

Base XIII

Deliberações da concessionária e acordos entre acionistas

1 - Sem prejuízo de outras limitações previstas nas presentes bases e no contrato de concessão, ficam sujeitas a autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, as deliberações da concessionária relativas à alteração do objeto social e à transformação, fusão, cisão ou dissolução da sociedade.

2 - Os acordos parassociais celebrados entre os acionistas da concessionária, bem como as respetivas alterações, devem ser objeto de aprovação prévia pelo concedente, dada através do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As autorizações e aprovações previstas na presente base não podem ser infundadamente recusadas e consideram-se tacitamente concedidas se não forem recusadas, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

Base XIV

Financiamento

1 - A concessionária é responsável pela obtenção do financiamento necessário ao desenvolvimento do objeto da concessão, por forma a cumprir cabal e atempadamente todas as obrigações que assume no contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve manter no final de cada ano um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

Capítulo IV

Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas

Base XV

Projetos

1 - A construção e a exploração das infraestruturas da RNTG ficam sujeitas à aprovação dos respetivos projetos nos termos da legislação aplicável.

2 - A concessionária é responsável, no respeito pelas legislação e regulamentação aplicáveis, pela conceção, pelo projeto e pela construção de todas as infraestruturas e instalações da RNTG, incluindo as necessárias à remodelação e à expansão da RNTG.

3 - A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica, para este, qualquer responsabilidade derivada de erros de conceção, de projeto ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

Base XVI

Direitos e deveres decorrentes da aprovação dos projetos

1 - A aprovação dos respetivos projetos confere à concessionária, nomeadamente, os seguintes direitos:

a) Utilizar, de acordo com a legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e de outras pessoas coletivas públicas para o estabelecimento ou passagem das infraestruturas ou instalações integrantes da RNTG;

b) Constituir, nos termos da legislação aplicável, as servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das infraestruturas ou instalações integrantes da RNTG;

c) Proceder à expropriação, por utilidade pública e urgente, nos termos da legislação aplicável, dos bens imóveis ou dos direitos a eles relativos necessários ao estabelecimento das infraestruturas ou das instalações integrantes da RNTG.

2 - As licenças e autorizações exigidas por lei para a exploração das infraestruturas da RNTG consideram-se outorgadas à concessionária com a aprovação dos respetivos projetos, sem prejuízo da verificação por parte das entidades licenciadoras da conformidade na sua execução.

3 - Cabe à concessionária o pagamento das indemnizações decorrentes do exercício dos direitos referidos no n.º 1.

4 - No atravessamento de terrenos do domínio público ou dos particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XVII

Planeamento, remodelação e expansão da Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - O planeamento da RNTG deve ser coordenado com o planeamento da RNTIAT e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

2 - Constitui encargo e responsabilidade da concessionária o planeamento, a remodelação, o desenvolvimento e a expansão da RNTG, com vista a assegurar a existência permanente de capacidade nas infraestruturas que a integram.

3 - A concessionária deve observar na remodelação e na expansão da RNTG os prazos de execução adequados à permanente satisfação das necessidades do abastecimento de gás, identificadas no PDIRG.

4 - A concessionária deve elaborar e apresentar ao concedente, nos termos previstos no contrato de concessão e de forma articulada com o PDIRG, o plano de investimentos na RNTG.

5 - Por razões de interesse público, nomeadamente as relativas à segurança, à regularidade e à qualidade do abastecimento, o concedente pode determinar a remodelação ou a expansão da RNTG, nos termos fixados no contrato de concessão.

Capítulo V

Exploração das infraestruturas

Base XVIII

Condições de exploração

1 - A concessionária é responsável pela exploração e pela manutenção das infraestruturas que integram a RNTG e respetivas instalações em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, no respeito pela legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - A concessionária deve assegurar-se de que o gás a transportar na RNTG cumpre as características técnicas e as especificações de qualidade estabelecidas e que o seu transporte é efetuado em condições técnicas adequadas, de forma a garantir a segurança de pessoas e bens.

3 - Cabe à concessionária assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da RNTG, contribuindo para a segurança do abastecimento, nos termos do PDIRG.

4 - A concessionária deve elaborar e apresentar ao concedente, nos termos previstos no contrato de concessão e de forma articulada com o PDIRG, o plano de investimentos na RNTG.

5 - No âmbito do exercício da atividade concessionada, a concessionária deve gerir os fluxos de gás, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes e demais infraestruturas a que esteja ligada, no respeito pela regulamentação aplicável.

Base XIX
Informação

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), todos os documentos e outros elementos de informação relativos à concessão e a outras atividades autorizadas nos termos no n.º 4 da base I que o concedente entenda dever solicitar-lhe, designadamente os necessários à resposta a quaisquer pedidos da Comissão Europeia e, em particular, os obtidos no âmbito do exercício da atividade de gestão técnica global do SNG, nos termos da base XXVIII.

2 - As informações e documentos solicitados pelo concedente devem ser fornecidos no prazo de 10 dias úteis, salvo se pelo concedente for fixado um prazo diferente, mediante decisão fundamentada.

3 - A não prestação ou a prestação de informações falsas, inexatas ou incompletas, em resposta a pedido do concedente, no prazo por este fixado, constitui incumprimento do contrato de concessão, designadamente para efeitos do disposto na base XXXVIII.

4 - A concessionária deve fornecer ao operador de qualquer outra rede com a qual esteja ligada e aos intervenientes do SNG as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG.

5 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista na lei aplicável.

Base XX
Participação de desastres e acidentes

1 - A concessionária é obrigada a participar imediatamente à DGEG todos os desastres e acidentes ocorridos nas suas instalações.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas às autoridades públicas, sempre que dos desastres ou acidentes resultem mortes, ferimentos graves ou prejuízos materiais importantes, a concessionária deve elaborar, e enviar ao concedente, um relatório técnico com a análise das circunstâncias da ocorrência e com o estado das instalações.

Base XXI
Ligação dos utilizadores à Rede Nacional de Transporte de Gás

1 - A ligação dos utilizadores à RNTG, quer nos pontos de receção quer nos postos de redução de pressão e entrega às redes com as quais esteja ligada ou a clientes finais, faz-se nas condições previstas nos regulamentos aplicáveis.

2 - A concessionária pode recusar, fundamentadamente, o acesso às suas infraestruturas com base na respetiva falta de capacidade ou de ligação ou se esse acesso a impedir de cumprir as suas obrigações de serviço público.

3 - A concessionária pode ainda recusar a ligação dos utilizadores à RNTG sempre que as instalações e os equipamentos de entrega, receção ou injeção ou receção daqueles não

preencham as disposições legais e regulamentares aplicáveis, nomeadamente as respeitantes aos requisitos técnicos e de segurança.

4 - A concessionária pode impor aos utilizadores da RNTG, sempre que o exijam razões de segurança, a substituição, a reparação ou a adaptação dos respetivos equipamentos de ligação.

5 - A concessionária tem o direito de montar nas instalações dos utilizadores equipamentos para a recolha de dados e para a realização de operações de telecomando e de telecomunicação, bem como sistemas de proteção nos pontos de ligação da sua rede com as instalações daquelas entidades, e de aceder aos equipamentos de medição do gás dos utilizadores ligados às suas instalações.

6 - Os utilizadores devem prestar à concessionária todas as informações que esta considere necessárias à ligação dos utilizadores à RNTG e à correta exploração das respetivas infraestruturas e instalações.

Base XXII

Interrupção por facto imputável ao utilizador

1 - A concessionária pode interromper a prestação do serviço público concessionado aos utilizadores nos termos da regulamentação aplicável e nomeadamente nos seguintes casos:

a) Alteração não autorizada do funcionamento de equipamentos ou sistemas de ligação à RNTG que ponha em causa a segurança ou a regularidade da entrega;

b) Incumprimento grave dos regulamentos aplicáveis ou, em caso de emergência, das suas ordens e instruções;

c) Incumprimento de obrigações contratuais pelo consumidor, designadamente em caso de falta de pagamento a qualquer comercializador de gás, incluindo o comercializador de último recurso.

2 - A concessionária pode, ainda, interromper unilateralmente a prestação do serviço público concessionado aos utilizadores da RNTG que causem perturbações que afetem a qualidade do serviço prestado, quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, os utilizadores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XXIII

Interrupções por razões de interesse público ou de serviço

1 - A prestação do serviço público concessionado pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência, declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - As interrupções das atividades objeto da concessão por razões de serviço num determinado ponto de entrega têm lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação das instalações, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades alternativas.

3 - Nas situações referidas nos números anteriores, a concessionária deve avisar os utilizadores da RNTG que possam vir a ser afetados com a antecedência mínima de 36 horas, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de trabalhos para garantir a segurança das infraestruturas e instalações do SNG.

Base XXIV
Medidas de proteção

1 - Sem prejuízo das medidas de emergência que podem ser adotadas pelo concedente, se se verificar uma situação que ponha em risco a segurança de pessoas ou bens, deve a concessionária promover imediatamente as medidas que entender necessárias em matéria de segurança.

2 - As medidas referidas no número anterior devem ser imediatamente comunicadas à DGEG, aos respetivos serviços municipais de proteção civil, à autoridade policial da zona afetada e à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

Base XXV
Responsabilidade civil

1 - A concessionária é responsável, nos termos gerais de direito, por quaisquer prejuízos causados ao concedente ou a terceiros, pela culpa ou pelo risco, no exercício da atividade objeto da concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das infraestruturas e instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

3 - A concessionária fica obrigada à constituição de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros e resultantes do exercício da respetiva atividade, cujo montante mínimo obrigatório é fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia e atualizável de três em três anos.

4 - A concessionária deve apresentar ao concedente os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Base XXVI
Cobertura por seguros

1 - Para garantir o cumprimento das suas obrigações, a concessionária é obrigada a celebrar e manter em vigor um seguro de responsabilidade civil, em valor mínimo obrigatório a definir no contrato de concessão.

2 - Para além dos seguros referidos na base anterior e no número anterior, a concessionária deve assegurar a existência e a manutenção em vigor das apólices de seguro necessárias para garantir uma efetiva cobertura dos riscos da concessão.

3 - No âmbito da obrigação referida no número anterior, a concessionária fica obrigada a constituir seguros envolvendo todas as infraestruturas e instalações que integram a RNTG contra riscos de incêndio, explosão e danos devido a terramoto ou a temporal, nos termos fixados no contrato de concessão.

4 - O disposto nos números anteriores pode ser objeto de regulamentação pela Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões.

Capítulo VI
Gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás, planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito e segurança do abastecimento

Base XXVII
Gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás

1 - No âmbito da gestão técnica global do SNG, a concessionária deve proceder à coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SNG, por forma a assegurar o seu funcionamento

integrado e harmonizado e a segurança e a continuidade do abastecimento de gás a curto, médio e longo prazos, mediante o exercício das seguintes funções:

a) Gestão técnica do sistema, a qual integra a programação e monitorização constante do equilíbrio entre a oferta e a procura global de gás, o seguimento da utilização da capacidade oferecida e a realização dos serviços de sistema necessários para operacionalizar o acesso de terceiros às infraestruturas com os níveis de qualidade e segurança adequados;

b) Monitorização da constituição e manutenção das reservas de segurança de gás e participação na gestão e execução das medidas decorrentes dos planos preventivos de ação e de emergência aplicáveis em caso de emergência do aprovisionamento de gás, sob coordenação da DGEG;

c) Planeamento energético e segurança do abastecimento, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de gás a nível da oferta, tendo em conta as interações entre o Sistema Elétrico Nacional e o SNG e as linhas de orientação da política energética nacional, estudos esses que constituem referência para a função de planeamento da RNTIAT e para a operação futura do sistema, bem como através da colaboração com a DGEG, nos termos da lei, na preparação dos RMSA;

d) Planeamento da RNTIAT, designadamente no que respeita ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNTG, das infraestruturas de descarga, armazenamento e regaseificação de GNL, e das infraestruturas de armazenamento subterrâneo, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço, de acordo com as orientações da política energética nacional e europeia aplicáveis, e, em particular, através da preparação do PDIRG.

2 - Todos os operadores que exerçam qualquer das atividades que integram o SNG e, bem assim, os seus utilizadores ficam sujeitos à gestão técnica global do SNG.

3 - São direitos da concessionária no âmbito da gestão técnica global do SNG, nomeadamente:

a) Supervisionar a atividade dos operadores e utilizadores do SNG e coordenar as atividades dos operadores da RNTIAT;

b) Exigir aos titulares dos direitos de exploração das infraestruturas e instalações a informação necessária para o correto funcionamento do sistema;

c) Exigir aos terceiros com direito de acesso às infraestruturas e instalações a comunicação dos seus planos de aprovisionamento e consumo e de qualquer circunstância que possa fazer variar substancialmente os planos comunicados;

d) Exigir o estrito cumprimento das instruções que emita para a correta exploração do sistema, a manutenção das instalações e a adequada cobertura da procura;

e) Coordenar os planos de manutenção das infraestruturas da RNTIAT, procedendo aos ajustes necessários à garantia da segurança do abastecimento;

f) Receber adequada retribuição pelos serviços prestados.

4 - Sem prejuízo do disposto na legislação e regulamentação aplicáveis, são obrigações da concessionária no exercício da referida função, nomeadamente:

a) Atuar nas suas relações com os operadores e utilizadores do SNG de forma transparente e não discriminatória;

b) Informar sobre a viabilidade de acesso solicitado por terceiros às infraestruturas da RNTIAT;

c) Informar a DGEG, a ERSE e os operadores do SNG, com periodicidade trimestral, sobre a capacidade disponível da RNTIAT, e em particular dos pontos de acesso ao sistema, e sobre o quantitativo das reservas a constituir;

d) Monitorizar e reportar à ERSE a efetiva utilização das infraestruturas da RNTIAT, com o objetivo de identificar a constituição abusiva de reservas de capacidade;

e) Desenvolver protocolos de comunicação com os diferentes operadores do SNG, com vista a criar um sistema de comunicação integrado para controlo e supervisão das operações da SNG e atuar como coordenador do mesmo;

f) Emitir instruções sobre as operações de transporte, incluindo o trânsito no território continental, de forma a assegurar a entrega de gás em condições adequadas e eficientes nos pontos de saída da rede de transporte, em conformidade com protocolos de atuação e de operação a estabelecer;

g) Gerir os fluxos de gás na rede de transporte, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, em coordenação com os operadores das restantes infraestruturas do SNG, garantindo a sua operação coerente no quadro da gestão técnica global do SNG;

h) Monitorizar a utilização da capacidade das infraestruturas do SNG e monitorizar o nível de reservas necessárias à garantia de segurança de abastecimento no curto e médio prazo;

i) Determinar e verificar as quantidades mínimas de gás que cada agente de mercado deve possuir nas infraestruturas, de modo a garantir as condições mínimas exigíveis ao bom funcionamento do sistema e em respeito pela regulamentação do setor;

j) Verificar tecnicamente a viabilidade da operação do SNG, após recebidas as informações relativas às programações e nomeações e respetiva validação;

k) Realizar o balanço residual do sistema de transporte em complemento da utilização real de capacidade por parte dos diversos agentes de mercado, de modo a garantir a continuidade da operação dentro dos parâmetros aceitáveis de qualidade e segurança;

l) Gerir os congestionamentos nas infraestruturas, incluindo as interligações com outros sistemas internacionais de transporte de gás, de acordo com os mecanismos previstos na regulamentação em vigor;

m) Em conjunto com o operador da rede de transporte interligada, promover o funcionamento harmonioso do sistema ibérico de gás, maximizando a capacidade disponível nos pontos de interligação entre sistemas e facilitando o funcionamento do mercado de forma transparente e não discriminatória;

n) Coordenar os fluxos de informação entre os diversos agentes com vista à gestão integrada das infraestruturas do sistema de gás, nomeadamente os processos associados às programações e às nomeações;

o) Proceder às repartições e balanços associados ao uso das infraestruturas, bem como à determinação das existências dos agentes de mercado nas infraestruturas, permitindo identificar desequilíbrios e assegurar a sua resolução;

p) Proceder às liquidações financeiras associadas às transações efetuadas no âmbito da respetiva atividade;

q) Divulgar, de forma célere e não discriminatória, informação sobre factos suscetíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;

r) Desenvolver, com a regularidade imposta pela legislação aplicável e pela concessão, os estudos necessários à preparação de elementos prospetivos de referência sobre a evolução,

nos médio e longo prazos, do mix de oferta gás natural/GNL e da adequação da oferta de capacidade das infraestruturas do SNG no mesmo quadro de referência;

s) Colaborar com a DGEG na preparação dos RMSA;

t) Seguir a evolução do padrão e da taxa de utilização global de capacidade ao longo do sistema de transporte e em todos os pontos relevantes e elaborar em consonância os estudos com a identificação das medidas necessárias para evitar em tempo útil a ocorrência de potenciais situações de congestionamento, de modo a possibilitar a eliminação de restrições que prejudiquem o bom funcionamento do SNG;

u) Desenvolver, com a regularidade necessária, os estudos de suporte ao planeamento das necessidades de renovação e expansão da RNTG;

v) Preparar, de acordo com a legislação aplicável, o PDIRG;

w) Desenvolver e manter atualizadas as metodologias e os modelos necessários à obtenção da informação de base e à realização dos estudos, relatórios e planos referidos nas alíneas anteriores.

5 - A concessionária deve sempre dispor, na área da concessão conforme prevista no n.º 1 da base II, dos meios e recursos técnicos e humanos apropriados, incluindo no plano dos sistemas de informação, bem como ter disponíveis os recursos financeiros necessários em cada momento para aquele efeito, de modo a assegurar, de acordo com elevados padrões de qualidade, a prossecução das funções e o cumprimento das obrigações a que se referem os números anteriores e a recolha, tratamento e disponibilização da informação prevista na base seguinte.

6 - O exercício da atividade de gestão técnica global do SNG desenvolve-se nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, designadamente do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento de Operação das Infraestruturas, do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e do Regulamento da RNTG, e do contrato de concessão.

Base XXVIII

Informações no âmbito da gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás

1 - A concessionária deve proceder à elaboração, recolha, tratamento e conservação de todas as informações e documentos relevantes para o exercício da atividade de gestão técnica global do SNG, em termos proporcionais às exigências do cumprimento das suas funções, e deve proceder à sua gestão em termos transparentes, não discriminatórios e de forma não abusiva.

2 - As informações e documentos a que se refere o número anterior dizem respeito, designadamente, às seguintes matérias:

a) Caracterização técnica e da operação do SNG, incluindo o acesso de terceiros às infraestruturas e a qualidade de serviço;

b) Previsões de curto, médio e longo prazos sobre a evolução da oferta de energia e o equilíbrio entre a procura de gás e as respetivas infraestruturas de oferta;

c) Análise da utilização e a determinação das necessidades prospetivas de oferta de capacidade das infraestruturas da RNTIAT;

d) Elementos relativos ao PDIRG;

e) Elementos relativos ao RMSA;

f) Elementos do âmbito da gestão técnica global do SNG necessários para a preparação da análise de risco e dos planos preventivos de ação e de emergência previstos na regulamentação sobre segurança do aprovisionamento.

Base XXIX

Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito

1 - O planeamento da RNTIAT deve ser efetuado de modo a assegurar a existência de capacidade das infraestruturas e o desenvolvimento sustentado e eficiente da rede e deve ser devidamente coordenado com o planeamento das infraestruturas e das instalações com que se interliga.

2 - Para efeitos do planeamento previsto no número anterior, devem ser elaborados pela concessionária e entregues à DGEG os seguintes documentos:

a) Caracterização da RNTIAT, que deve conter informação técnica que permita conhecer a situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente as capacidades nos vários pontos da rede, a capacidade de armazenamento e dos terminais de GNL, assim como o seu grau de utilização;

b) PDIRG, que tenha em consideração os PDIRD elaborados no ano par anterior pelos operadores da RNDG, observando, para além de critérios de racionalidade económica, as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e ao tipo das infraestruturas de entrada de gás no sistema, as perspetivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios de monitorização, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares.

3 - A caracterização da RNTIAT e a proposta de PDIRG devem ser submetidas pela concessionária à DGEG, com a periodicidade de dois anos, até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar.

Base XXX

Colaboração na monitorização da segurança do abastecimento

A concessionária da RNTG deve colaborar com o Governo, através da DGEG, na promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás do SNG e respetiva monitorização, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

Base XXXI

Controlo da constituição e manutenção das reservas de segurança

1 - Constitui obrigação da concessionária controlar a constituição, a manutenção e a libertação das reservas de segurança de gás, de forma transparente e não discriminatória, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

2 - A concessionária da RNTG deve enviar à DGEG, até ao dia 15 de cada mês, as informações referentes ao mês anterior relativas às quantidades constituídas em reservas, à sua localização e aos respetivos titulares.

3 - A concessionária da RNTG deve reportar à DGEG as situações verificadas de incumprimento das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança.

Capítulo VII
Garantias e fiscalização do cumprimento das obrigações da concessionária

Base XXXII
Caução

1 - Para garantia do pontual e integral cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão e da cobrança das multas aplicadas, a concessionária deve, antes da assinatura do contrato de concessão, prestar a favor do concedente uma caução no valor de (euro) 10 000 000.

2 - O concedente pode utilizar a caução sempre que a concessionária não cumpra qualquer obrigação assumida no contrato de concessão.

3 - O recurso à caução é precedido de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, não dependendo de qualquer outra formalidade ou de prévia decisão judicial ou arbitral.

4 - Sempre que o concedente utilize a caução, a concessionária deve proceder à reposição do seu montante integral no prazo de 30 dias a contar a partir da data daquela utilização.

5 - O valor da caução é atualizado de três em três anos de acordo com o índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P. (INE, I. P.).

6 - A caução só pode ser levantada pela concessionária um ano após a data da extinção do contrato de concessão, ou antes de decorrido aquele prazo por determinação expressa do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, mas sempre após a extinção da concessão.

7 - A caução prevista nesta base bem como outras que a concessionária venha a estar obrigada a constituir a favor do concedente devem ser prestadas por depósito em dinheiro ou por garantia bancária autónoma, à primeira solicitação, cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG.

Base XXXIII
Supervisão, acompanhamento e fiscalização

1 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, em particular à ERSE, cabe à DGEG o exercício dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis e do contrato de concessão.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades públicas, cabe à ERSE o exercício dos poderes de regulação das atividades que integram o objeto da concessão, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 e sempre que exista motivo atendível, o concedente pode, nomeadamente:

a) Inquirir os representantes legais e quaisquer colaboradores da concessionária, bem como solicitar-lhes os documentos e outros elementos de informação que entenda necessários ou convenientes;

b) Aceder livremente às instalações da concessionária e proceder à busca, exame, tratamento e recolha de cópias ou extratos dos documentos e outras informações na posse da concessionária que julgue necessários ou convenientes, incluindo através dos respetivos sistemas de informação;

c) Requerer à concessionária a realização dos estudos, testes ou simulações, incluindo com recurso aos respetivos sistemas de informação, que se enquadrem no exercício das funções

da concessionária, bem como acompanhar e participar ativamente na sua preparação e realização, designadamente no âmbito da definição dos princípios de base da política energética;

d) Emitir ordens, determinações, diretivas ou instruções, no âmbito dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização.

4 - O concedente pode recorrer a entidades terceiras devidamente qualificadas para a prestação de assistência técnica que repute conveniente no âmbito do exercício das funções de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, as quais gozam dos poderes referidos no número anterior após comunicação à concessionária para o efeito.

5 - A concessionária deve facilitar o exercício dos poderes atribuídos às entidades fiscalizadora e reguladora, nomeadamente prestando todas as informações e fornecendo todos os documentos que lhe forem solicitados por essas entidades no âmbito das respetivas competências, bem como permitindo o livre acesso do pessoal das referidas entidades devidamente credenciado e no exercício das suas funções a todas as suas instalações.

6 - A concessionária deve constituir e manter um seguro de acidentes pessoais, de montante a definir no contrato de concessão, de modo a cobrir os riscos inerentes ao exercício pelo pessoal das entidades fiscalizadora e reguladora das suas funções nas instalações da concessionária.

Capítulo VIII
Modificações objetivas e subjetivas da concessão

Base XXXIV
Alteração do contrato de concessão

1 - O contrato de concessão pode ser alterado unilateralmente pelo concedente, sem prejuízo da reposição do respetivo equilíbrio económico e financeiro, nos termos previstos na base XXXVII.

2 - O contrato de concessão pode também ser alterado por força de disposição legal imperativa, designadamente decorrente das políticas energéticas aprovadas pela União Europeia e aplicáveis ao Estado Português.

Base XXXV
Transmissão e oneração da concessão

1 - A concessionária não pode, sem prévia autorização do concedente, onerar, subconceder, trespassar ou transmitir, por qualquer forma, no todo ou em parte, a concessão ou realizar qualquer negócio jurídico que vise atingir ou tenha por efeito, mesmo que indireto, idênticos resultados.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários, ou em norma que o venha a substituir.

3 - Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e desprovidos de quaisquer efeitos jurídicos, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 - No caso de haver lugar a uma subconcessão devidamente autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

5 - Ocorrendo trespasse da concessão, consideram-se transmitidos para o trespassário todos os direitos e obrigações da concessionária, assumindo aquele ainda os deveres, obrigações e encargos que eventualmente venham a ser-lhe impostos pelo concedente como condição para a autorização do trespasse.

6 - A concessionária é responsável pela transferência integral dos seus direitos e obrigações para o trespassário, incluindo as obrigações incertas, ilíquidas ou inexigíveis à data do trespasse, em termos em que não seja afetada ou interrompida a prestação do serviço público concessionado.

Capítulo IX
Condição económica e financeira da concessionária

Base XXXVI
Equilíbrio económico e financeiro da concessão

1 - É garantido à concessionária o equilíbrio económico e financeiro da concessão, nas condições de uma gestão eficiente.

2 - O equilíbrio económico e financeiro baseia-se no reconhecimento dos custos de investimento, de operação e de manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão.

3 - A concessionária é responsável por todos os riscos inerentes à concessão, sem prejuízo do disposto na legislação aplicável e nas presentes bases.

Base XXXVII
Reposição do equilíbrio económico e financeiro

1 - Tendo em atenção a distribuição de riscos estabelecida no contrato de concessão, a concessionária tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão nos seguintes casos:

a) Modificação unilateral, imposta pelo concedente, das condições de exploração da concessão, nos termos previstos nos n.os 2 e 3 da base IV, desde que, em resultado direto da mesma, se verifique, para a concessionária, um determinado aumento de custos ou uma determinada perda de receitas e esta não possa legitimamente proceder a tal reposição por recurso aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão;

b) Alterações legislativas que tenham um impacte direto sobre as receitas ou custos respeitantes às atividades integradas na concessão.

2 - Nos casos previstos no número anterior, a concessionária apenas tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão na medida em que o impacte sobre os proveitos ou custos não seja suscetível de consideração no âmbito da atividade reguladora.

3 - Os parâmetros, termos e critérios da reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão são fixados no contrato de concessão.

4 - Sempre que haja lugar à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, tal reposição pode ter lugar através de uma das seguintes modalidades:

a) Prorrogação do prazo da concessão;

b) Revisão do cronograma ou redução das obrigações de investimento previamente aprovadas;

c) Atribuição de compensação direta pelo concedente;

d) Combinação das modalidades anteriores ou qualquer outra forma que seja acordada.

Capítulo X
Incumprimento do contrato de concessão

Base XXXVIII
Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - A violação pela concessionária de qualquer das obrigações assumidas no contrato de concessão fá-la incorrer em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso de força maior, ficando a seu cargo fazer prova da ocorrência.

3 - Consideram-se unicamente casos de força maior os acontecimentos imprevisíveis e irresistíveis cujos efeitos se produzam independentemente da vontade ou das circunstâncias pessoais da concessionária.

4 - Constituem, nomeadamente, casos de força maior atos de guerra, hostilidades ou invasão, terrorismo, epidemias, radiações atómicas, graves inundações, raios, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais que afetem a atividade objeto da concessão.

5 - A ocorrência de um caso de força maior tem por efeito exonerar a concessionária da responsabilidade pelo não cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão que sejam afetadas pela ocorrência do mesmo, na estrita medida em que o respetivo cumprimento pontual e atempado tenha sido efetivamente impedido.

6 - No caso de impossibilidade de cumprimento do contrato de concessão por causa de força maior, o concedente pode proceder à sua rescisão, nos termos fixados no mesmo.

7 - A concessionária fica obrigada a comunicar ao concedente a ocorrência de qualquer evento qualificável como caso de força maior, bem como a indicar, no mais curto prazo possível, quais as obrigações emergentes do contrato de concessão cujo cumprimento, no seu entender, se encontra impedido ou dificultado por força de tal ocorrência e, bem assim, se for o caso, as medidas que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida, a fim de mitigar o impacte do referido evento e os respetivos custos.

8 - A concessionária deve, em qualquer caso, tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas, constituindo estrita obrigação da concessionária mitigar, por qualquer meio razoável e apropriado ao seu dispor, os efeitos da verificação de um caso de força maior.

Base XXXIX
Sanções contratuais

1 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o incumprimento pela concessionária das obrigações assumidas no âmbito do contrato de concessão pode ser sancionado, por decisão do concedente, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante varia, em função da gravidade da infração cometida e do grau de culpa do infrator, até (euro) 10 000 000.

2 - Igualmente sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o não cumprimento do disposto nas bases XIX e XXXIII sujeita a concessionária às seguintes sanções:

a) Ao pagamento de multa até ao montante de (euro) 5 000 000, variando o respetivo montante em função da relevância dos documentos ou informações para o funcionamento do SNG, do caráter reiterado ou ocasional do incumprimento, do grau de culpa, dos riscos

daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha posto na superação de consequências;

b) Em alternativa e quando tal se justifique, a uma sanção pecuniária compulsória, num montante que não excederá 5% do montante máximo da multa que seria aplicável nos termos da alínea anterior, por dia de atraso, a contar da data fixada na decisão do concedente que determinou a prestação das informações, até ao montante máximo global de (euro) 5 000 000.

3 - A aplicação de multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias depende de notificação prévia da concessionária pelo concedente para reparar o incumprimento, bem como do não cumprimento, pela concessionária, do prazo de reparação fixado nessa notificação nos termos do número seguinte, ou da não reparação integral da falta naquele prazo.

4 - O prazo de reparação do incumprimento é fixado pelo concedente de acordo com critérios de razoabilidade e tem sempre em atenção a defesa do interesse público e a manutenção em funcionamento da concessão.

5 - A concessionária pode, no prazo fixado na notificação a que se refere o número anterior, e em momento anterior ao da aplicação de quaisquer multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias, exercer por escrito o seu direito de defesa.

6 - É da competência do diretor-geral da DGEG a aplicação das multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias.

7 - Caso a concessionária não proceda ao pagamento voluntário das multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias que lhe forem aplicadas no prazo de 20 dias a contar da sua fixação e notificação pelo concedente, este pode utilizar a caução para pagamento das mesmas.

8 - O valor máximo das multas estabelecido na presente base é atualizado em janeiro de cada ano de acordo com o índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo INE, I. P., referente ao ano anterior.

9 - A aplicação de multas ou sanções pecuniárias compulsórias não prejudica a aplicação de outras sanções contratuais, nem isenta a concessionária de responsabilidade civil, criminal e contraordenacional em que incorrer perante o concedente ou terceiros.

Base XL
Sequestro

1 - Em caso de incumprimento grave pela concessionária das obrigações emergentes do contrato de concessão, o concedente, através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode, mediante sequestro, tomar conta da concessão.

2 - O sequestro da concessão pode ter lugar, nomeadamente, quando se verifique qualquer das seguintes situações por motivos imputáveis à concessionária:

a) Estiver iminente ou ocorrer a cessação ou interrupção, total ou parcial, do desenvolvimento da atividade objeto da concessão;

b) Deficiências graves na organização, no funcionamento ou no regular desenvolvimento da atividade objeto da concessão, bem como situações de insegurança de pessoas e bens;

c) Deficiências graves no estado geral das infraestruturas, instalações ou equipamentos, ou não cumprimento das obrigações da concessionária enquanto gestora técnica global do SNG que comprometam a continuidade ou a qualidade da atividade objeto da presente concessão ou a segurança do abastecimento do SNG.

3 - A concessionária está obrigada a proceder à entrega da concessão no prazo que lhe seja fixado pelo concedente quando lhe seja comunicada a decisão de sequestro da concessão.

4 - Verificando-se qualquer facto que possa dar lugar ao sequestro da concessão, observar-se-á, com as devidas adaptações, o processo de sanação do incumprimento previsto nos n.os 4 e 5 da base XLV.

5 - Verificado o sequestro, a concessionária suporta todos os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

6 - Logo que cessem as razões do sequestro, seja restabelecido o normal funcionamento da concessão e o concedente o julgue oportuno, a concessionária é notificada para retomar a concessão no prazo que lhe seja fixado.

7 - A concessionária pode optar pela rescisão da concessão caso o sequestro se mantenha por seis meses após ter sido restabelecido o normal funcionamento da concessão, sendo então aplicável o disposto na base XLVI.

8 - Se a concessionária não retomar a concessão no prazo que lhe seja fixado, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

9 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, ordenar novo sequestro ou determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

Capítulo XI
Extinção da concessão

Base XLI
Casos de extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o concedente e a concessionária, por rescisão, por resgate e pelo decurso do respetivo prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o concedente de todos os bens e meios a ela afetos, nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão, bem como dos direitos e das obrigações inerentes ao seu exercício, sem prejuízo do direito de regresso do concedente sobre a concessionária pelas obrigações por esta assumidas que sejam estranhas à atividade da concessão ou que hajam sido contraídas em violação da lei ou do contrato de concessão ou, ainda, que sejam obrigações vencidas e não cumpridas.

3 - Da transmissão prevista no número anterior excluem-se os fundos ou reservas consignados à garantia ou à cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se, decorrido um ano sobre a extinção da concessão, não houver declaração em contrário do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A tomada de posse da concessão pelo concedente é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam*, realizada pelo concedente, a que assistem representantes da concessionária, destinada à verificação do estado de conservação e manutenção dos bens, devendo ser lavrado o respetivo auto.

Base XLII

Procedimentos em caso de extinção da concessão

1 - O concedente reserva-se no direito de tomar, nos últimos dois anos do prazo da concessão, as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva da atividade objeto da concessão para a nova concessionária.

2 - No contrato de concessão são previstos os termos e os modos pelos quais se procede, em caso de extinção da concessão, à transferência para o concedente da titularidade de eventuais direitos detidos pela concessionária sobre terceiros e que se revelem necessários para a continuidade da prestação dos serviços concedidos e, em geral, à tomada de quaisquer outras medidas tendentes a evitar a interrupção da prestação do serviço público concessionado.

Base XLIII

Decurso do prazo da concessão

1 - Decorrido o prazo da concessão, sem necessidade de qualquer comunicação entre as Partes nesse sentido, transmitem-se para o concedente todos os bens e meios afetos à concessão, livres de ónus ou encargos, em bom estado de conservação, funcionamento e segurança, sem prejuízo do normal desgaste do seu uso para efeitos do contrato de concessão.

2 - Cessando a concessão pelo decurso do prazo, é paga pelo Estado à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão adquiridos pela concessionária com referência ao último balanço aprovado, líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido.

3 - Caso a concessionária não dê cumprimento ao disposto no n.º 1, o concedente promove a realização dos trabalhos e aquisições que sejam necessários à reposição dos bens aí referidos, correndo os respetivos custos pela concessionária e podendo ser utilizada a caução para os liquidar no caso de a concessionária não proceder ao pagamento voluntário e atempado dos referidos custos.

Base XLIV

Resgate da concessão

1 - O concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, pode resgatar a concessão sempre que o interesse público o justifique, decorridos que sejam, pelo menos, 15 anos sobre a data do início do respetivo prazo, mediante notificação feita à concessionária, por carta registada com aviso de receção, com pelo menos um ano de antecedência.

2 - O concedente assume, decorrido o período de um ano sobre a notificação do resgate, todos os bens e meios afetos à concessão anteriormente à data dessa notificação, incluindo todos os direitos e obrigações inerentes ao exercício da concessão e ainda aqueles que tenham sido assumidos pela concessionária após a data da notificação, desde que tenham sido previamente autorizados pelo concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - A assunção de obrigações por parte do concedente é feita sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

4 - Em caso de resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização cujo valor deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

5 - O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior, à data do resgate, entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

6 - Para os efeitos do cálculo da indemnização, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiência da concessionária na sua manutenção ou reparação é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

Base XLV

Rescisão do contrato de concessão pelo concedente

1 - O concedente pode rescindir o contrato de concessão no caso de violação grave, não sanada ou não sanável, das obrigações da concessionária decorrentes do contrato de concessão.

2 - Constituem, nomeadamente, causas de rescisão do contrato de concessão por parte do concedente os seguintes factos ou situações:

a) Desvio do objeto e fins da concessão;

b) Suspensão ou interrupção injustificada das atividades objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, repetida desobediência às determinações, ordens, diretivas ou instruções do concedente nos termos do contrato de concessão, nomeadamente no que respeita ao fornecimento de informações e documentos solicitados pelo concedente, ou sistemática inobservância das leis e regulamentos aplicáveis à exploração da concessão, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder aos investimentos necessários às adequadas conservação e reparação das infraestruturas ou à necessária ampliação da rede;

e) Recusa ou impossibilidade da concessionária em retomar a concessão nos termos do disposto no n.º 8 da base XL ou, quando o tiver feito, verificar-se a continuação das situações que motivaram o sequestro;

f) Cobrança dolosa das tarifas com valor superior aos fixados;

g) Dissolução ou insolvência da concessionária;

h) Transmissão ou oneração da concessão, no todo ou em parte, sem prévia autorização;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

3 - Não constituem causas de rescisão os factos ocorridos por motivos de força maior.

4 - Verificando-se um dos casos de incumprimento referidos no n.º 2 ou qualquer outro que, nos termos do disposto no n.º 1, possa motivar a rescisão da concessão, o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, deve notificar a concessionária para, no prazo que razoavelmente lhe seja fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências dos seus atos, exceto tratando-se de uma violação não sanável.

5 - Caso a concessionária não cumpra as suas obrigações ou não corrija ou repare as consequências do incumprimento nos termos determinados pelo concedente, este pode rescindir o contrato de concessão mediante comunicação enviada à concessionária, por carta registada com aviso de receção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 - Caso o concedente pretenda rescindir o contrato de concessão, designadamente pelos factos referidos na alínea g) do n.º 1, deve previamente notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes seja determinado, nunca superior

a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à rescisão, desde que o concedente com ela concorde.

7 - A comunicação da decisão de rescisão referida no n.º 5 produz efeitos imediatos, independentemente de qualquer outra formalidade.

8 - A rescisão do contrato de concessão pelo concedente implica a transmissão gratuita de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente sem qualquer indemnização e, bem assim, a perda da caução prestada em garantia do pontual e integral cumprimento do contrato, sem prejuízo do direito de o concedente ser indemnizado pelos prejuízos sofridos, nos termos gerais de direito.

Base XLVI
Rescisão do contrato de concessão pela concessionária

1 - A concessionária pode rescindir o contrato de concessão com fundamento em incumprimento grave das obrigações do concedente se do mesmo resultarem perturbações que ponham em causa o exercício da atividade concedida.

2 - A rescisão prevista no número anterior implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente, sem prejuízo do direito da concessionária a ser ressarcida dos prejuízos que lhe sejam causados, incluindo o valor dos investimentos efetuados e dos lucros cessantes calculados nos termos previstos anteriormente para o resgate.

3 - A rescisão do contrato de concessão produz efeitos reportados à data da sua comunicação ao concedente por carta, registada com aviso de receção.

4 - No caso de rescisão do contrato de concessão pela concessionária, esta deve seguir o procedimento previsto para o concedente nos n.os 4 e 5 da base anterior.

Capítulo XII
Disposições diversas

Base XLVII
Exercício dos poderes do concedente

Os poderes do concedente referidos nas presentes bases, exceto quando devam ser exercidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, devem ser exercidos pela DGEG, sendo os atos praticados pelo respetivo diretor-geral ou pela ERSE, consoante as competências de cada uma destas entidades.

Base XLVIII
Resolução de diferendos

1 - O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à resolução de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão, nos termos da Lei n.º 31/86, de 29 de agosto, na sua redação atual.

2 - A concessionária e os operadores e utilizadores da RNTG podem, nos termos da lei, celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos.

Anexo II
(a que se refere o n.º 3 do artigo 15.º)

Bases das concessões da atividade de armazenamento subterrâneo de gás

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Base I
Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto a atividade de armazenamento subterrâneo de gás exercida em regime de serviço público.

2 - Integram-se no objeto da concessão:

a) O recebimento, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás;

b) A construção, a operação, a exploração, a manutenção e a expansão das respetivas infraestruturas e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

3 - A concessionária pode exercer outras atividades para além das que se integram no objeto da concessão, no respeito pela legislação aplicável ao setor do gás, com fundamento no proveito daí resultante para a concessão ou com vista a otimizar a utilização dos bens afetos à mesma, desde que essas atividades sejam acessórias ou complementares e não prejudiquem a regularidade e a continuidade da prestação do serviço público e sejam previamente autorizadas pelo concedente.

Base II
Área da concessão

A área e a localização geográfica da concessão são definidas no contrato de concessão.

Base III
Prazo da concessão

1 - O prazo da concessão é fixado no contrato de concessão e não pode exceder 30 anos contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária pelo concedente com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

Base IV
Serviço público

1 - A concessionária deve desempenhar as atividades concessionadas de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a garantir, designadamente, a segurança de pessoas e bens.

2 - Na atribuição de capacidade de armazenamento subterrâneo de gás, a concessionária deve dar prioridade às entidades sujeitas à obrigação de constituição e de manutenção de reservas de segurança, nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

3 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da eficiência do serviço público, o concedente reserva-se o direito de alterar, por via legal ou regulamentar, as condições da sua exploração.

4 - Quando, por efeito do disposto no número anterior, se alterarem significativamente as condições de exploração da concessão, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, nos termos previstos na base XXXIV, desde que a concessionária não possa legitimamente prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão.

Base V

Direitos e obrigações da concessionária

1 - A concessionária beneficia dos direitos e encontra-se sujeita às obrigações estabelecidos no regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e ainda os regimes jurídicos das respetivas atividades, e na demais legislação e regulamentação aplicáveis à atividade que integra o objeto da concessão, sem prejuízo dos demais direitos e obrigações estabelecidos nas presentes bases.

2 - À concessionária compete, em particular:

a) Assegurar a exploração, integridade técnica e manutenção da infraestrutura de armazenamento subterrâneo em condições de segurança, de fiabilidade e de respeito pelo ambiente, nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço;

b) Gerir a injeção, armazenamento e extração de gás, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte a que o armazenamento está ligado, no quadro da atividade de gestão técnica global do SNG, nos termos do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo;

c) Receber do operador da rede de transporte, no quadro da atividade de gestão técnica global do SNG, dos operadores de mercado e de todos os agentes diretamente interessados toda a informação necessária à gestão das suas infraestruturas;

d) Fornecer ao operador da rede de transporte, no quadro da atividade de gestão técnica global do SNG, e aos agentes de mercado as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente do SNG;

e) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades;

f) Medir o gás injetado, armazenado e extraído no armazenamento subterrâneo;

g) Fornecer os serviços destinados a satisfazer, de forma transparente e não discriminatória, os pedidos de acesso dos agentes de mercado ao armazenamento subterrâneo, tendo em conta as capacidades técnicas das instalações e os procedimentos de gestão de congestionamentos;

h) Atribuir as capacidades de injeção, armazenamento e extração em coordenação com o operador da rede de transporte, no quadro da gestão técnica global do SNG, tendo em conta a compatibilização de fluxos e quantidades de gás entre as duas infraestruturas.

Base VI

Princípios aplicáveis às relações com os utilizadores

1 - A concessionária deve proporcionar aos utilizadores, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas infraestruturas nos termos previstos nas presentes bases e na legislação e na regulamentação aplicáveis, não podendo estabelecer diferenças de tratamento entre os referidos utilizadores que não resultem da aplicação de critérios ou de condicionalismos legais, regulamentares ou técnicos ou ainda de condicionalismos de natureza contratual, desde que aceites pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

2 - O disposto no número anterior não impede a concessionária de celebrar contratos a longo prazo, no respeito pelas regras da concorrência.

3 - A concessionária deve facultar aos utilizadores do armazenamento as informações de que estes necessitem para o acesso ao armazenamento.

4 - Os utilizadores devem prestar à concessionária todas as informações que esta considere necessárias à correta exploração das respetivas infraestruturas e instalações.

5 - A concessionária deve assegurar o tratamento de dados de utilização do armazenamento no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no seu relacionamento com os utilizadores.

6 - A concessionária deve manter um registo das queixas ou reclamações que lhe tenham sido apresentadas pelos utilizadores.

Capítulo II
Bens e meios afetos à concessão

Base VII
Bens e meios afetos à concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens que constituem o armazenamento subterrâneo de gás, designadamente:

a) As cavidades de armazenamento subterrâneo de gás;

b) As instalações afetas à injeção, à extração, à compressão, à secagem e à redução de pressão para entrega à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida indispensável à operação e ao funcionamento das infraestruturas e das instalações de armazenamento subterrâneo de gás;

c) As instalações e os equipamentos de lixiviação;

d) As instalações e os equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à gestão de todas as infraestruturas e instalações de armazenamento subterrâneo.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que estejam implantados os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas em benefício da concessão;

b) Outros bens móveis ou direitos relativos a bens imóveis utilizados ou relacionados com o exercício da atividade objeto da concessão;

c) Os direitos inerentes à construção de cavidades subterrâneas;

d) Os direitos de expansão do volume físico de armazenamento subterrâneo de gás necessários à garantia da segurança do abastecimento no âmbito do SNG;

e) O cushion gas associado a cada cavidade;

f) Os direitos privativos de propriedade intelectual e industrial de que a concessionária seja titular;

g) Quaisquer fundos ou reservas consignados à garantia do cumprimento das obrigações da concessionária por força de obrigação emergente da lei ou do contrato de concessão e enquanto durar essa vinculação;

h) As relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação e de prestação de serviços.

Base VIII
Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar e manter permanentemente atualizado e à disposição do concedente um inventário do património afeto à concessão.

2 - No inventário a que se refere o número anterior devem ser mencionados os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários à concessão são abatidos ao inventário, nos termos previstos no n.º 2 da base X.

Base IX
Manutenção dos bens afetos à concessão

A concessionária fica obrigada a manter, durante o prazo de vigência da concessão, em permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

Base X
Manutenção dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária fica obrigada a manter, durante o prazo de vigência da concessão, em permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

2 - Não se tratando de reparações, renovações ou adaptações urgentes, deve a concessionária, sempre que elas impliquem interrupção, diminuição ou condicionamento da atividade objeto da concessão, comunicá-la com antecedência razoável aos utilizadores afetados por tais medidas.

Base XI
Regime de oneração e transmissão dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária não pode onerar ou transmitir, por qualquer forma, os bens que integram a concessão, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - Os bens e direitos que tenham perdido utilidade para a concessão são abatidos ao inventário referido na base VIII, mediante prévia autorização do concedente, que se considera concedida se este não se opuser no prazo de 30 dias contados a partir da receção do pedido.

3 - A oneração ou transmissão de bens imóveis afetos à concessão fica sujeita a autorização do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A oneração ou transmissão de bens e direitos afetos à concessão em desrespeito do disposto nos números anteriores acarreta a nulidade dos respetivos atos ou contratos.

Base XII
Posse e propriedade dos bens

1 - A concessionária detém a posse e propriedade dos bens afetos à concessão enquanto durar a concessão e até à extinção desta.

2 - Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos transferem-se para o concedente nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão.

Capítulo III
Sociedade concessionária

Base XIII
Objeto social, sede e forma

1 - O projeto de estatutos da sociedade concessionária deve ser submetido a prévia aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - A concessionária deve ter como objeto social principal, ao longo de todo o período de duração da concessão, o exercício das atividades integradas no objeto da concessão, devendo manter ao longo do mesmo período a sua sede em Portugal e a forma de sociedade anónima, regulada pela lei portuguesa.

3 - O objeto social da concessionária pode incluir o exercício de outras atividades para além das que integram o objeto da concessão e, bem assim, a participação no capital de outras sociedades, desde que seja respeitado o disposto nas presentes bases e na legislação aplicável ao setor do gás.

Base XIV
Ações da concessionária

1 - Todas as ações representativas do capital social da concessionária são obrigatoriamente nominativas.

2 - A oneração ou transmissão de ações representativas do capital social da concessionária depende, sob pena de nulidade, de autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual não pode ser infundadamente recusada e se considera tacitamente concedida se não for recusada, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

3 - Excetua-se do disposto no número anterior a oneração de ações efetuada em benefício das entidades financiadoras de qualquer das atividades que integram o objeto da concessão e no âmbito dos contratos de financiamento que venham a ser celebrados pela concessionária para o efeito, desde que as entidades financiadoras assumam, nos referidos contratos, a obrigação de obter a autorização prévia do concedente em caso de execução das garantias de que resulte a transmissão a terceiros das ações oneradas.

4 - A oneração de ações referida no número anterior deve, em qualquer caso, ser comunicada ao concedente, através do envio, no prazo de 30 dias a contar da data em que seja constituída, de cópia autenticada do documento que formaliza a oneração e, bem assim, de informação detalhada sobre quaisquer outros termos e condições que sejam estabelecidos.

Base XV
Deliberações da concessionária e acordos entre acionistas

1 - Sem prejuízo de outras limitações previstas nas presentes bases e no contrato de concessão, ficam sujeitas a autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, as deliberações da concessionária relativas à alteração do objeto social e à transformação, fusão, cisão ou dissolução da sociedade.

2 - Os acordos parassociais celebrados entre os acionistas da concessionária, bem como as respetivas alterações, devem ser objeto de aprovação prévia pelo concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As autorizações e aprovações previstas nos números anteriores não podem ser infundadamente recusadas e consideram-se tacitamente concedidas se não forem recusadas, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

Base XVI
Financiamento

1 - A concessionária é responsável única pela obtenção do financiamento necessário ao desenvolvimento do objeto da concessão, por forma a cumprir cabal e atempadamente todas as obrigações que assume no contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve manter, no final de cada ano, um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

Capítulo IV
Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas

Base XVII
Projetos

1 - A construção e a exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás ficam sujeitas à aprovação dos respetivos projetos nos termos da legislação aplicável.

2 - A concessionária é responsável, no respeito pelas legislação e regulamentação aplicáveis, pela conceção, pelo projeto e pela construção de todas as infraestruturas e instalações de armazenamento subterrâneo que integram a concessão, incluindo as necessárias à sua remodelação e à sua expansão.

3 - A aprovação dos projetos pelo concedente não implica, para este, qualquer responsabilidade derivada de erros de conceção, de projeto, de construção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

Base XVIII
Direitos e deveres decorrentes da aprovação dos projetos

1 - A aprovação dos respetivos projetos confere à concessionária, nomeadamente, os seguintes direitos:

a) Utilizar, de acordo com a legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e de outras pessoas coletivas públicas para o estabelecimento ou para a passagem das respetivas infraestruturas ou instalações;

b) Constituir, nos termos da legislação aplicável, as servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das respetivas infraestruturas ou instalações;

c) Proceder à expropriação, por utilidade pública e urgente, nos termos da legislação aplicável, dos bens imóveis ou dos direitos a eles relativos necessários ao estabelecimento das respetivas infraestruturas ou instalações.

2 - As licenças e autorizações exigidas por lei para a exploração das infraestruturas da RNTG consideram-se outorgadas à concessionária com a aprovação dos respetivos projetos, sem prejuízo da verificação por parte das entidades licenciadoras da conformidade da sua execução.

3 - Cabe à concessionária o pagamento das indemnizações decorrentes do exercício dos direitos referidos no n.º 1.

4 - No atravessamento de terrenos do domínio público ou dos particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XIX

Planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas

1 - O planeamento das infraestruturas está integrado no planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

2 - Constitui encargo e responsabilidade da concessionária o planeamento, a remodelação e a expansão das infraestruturas de armazenamento subterrâneo que integram a concessão, com vista a assegurar a existência permanente de capacidade de armazenamento.

3 - Na remodelação e na expansão das infraestruturas, a concessionária deve observar os prazos de execução adequados à permanente satisfação das necessidades identificadas no plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG).

4 - A concessionária deve elaborar e apresentar ao concedente, nos termos previstos no contrato de concessão e de forma articulada com o PDIRG, o plano de investimentos nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo que integram a concessão.

5 - Por razões de interesse público, nomeadamente as relativas à segurança, à regularidade e à qualidade do abastecimento, o concedente pode determinar a remodelação ou a expansão das infraestruturas de armazenamento subterrâneo que integram a concessão, nos termos fixados no contrato de concessão.

Capítulo V

Exploração das infraestruturas

Base XX

Condições de exploração

1 - A concessionária é responsável pela exploração das infraestruturas e manutenção das capacidades de armazenamento em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, no respeito pela legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - A concessionária deve assegurar-se de que o gás injetado, armazenado ou extraído cumpre as características técnicas e as especificações de qualidade estabelecidas, e que o seu armazenamento subterrâneo é efetuado em condições técnicas adequadas, de forma a garantir a segurança de pessoas e bens.

Base XXI

Informação

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), todos os documentos e elementos de informação relativos à concessão e a outras atividades autorizadas nos termos do n.º 3 da base I, designadamente os necessários à resposta a quaisquer pedidos da Comissão Europeia, que o concedente entenda dever solicitar-lhe.

2 - As informações e documentos solicitados pelo concedente devem ser fornecidos no prazo de 10 dias úteis, salvo se for por este fixado um prazo diferente, por decisão fundamentada.

3 - A não prestação ou a prestação de informações falsas, inexatas ou incompletas, em resposta a pedido do concedente, no prazo por este fixado, constitui incumprimento do contrato de concessão, designadamente para efeitos da base XXXVI.

4 - A concessionária deve fornecer ao operador da rede com a qual esteja ligada e aos agentes de mercado as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG.

5 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista na lei e regulamentação aplicável.

6 - A concessionária deve, ainda, solicitar, receber e tratar todas as informações de todos os operadores de mercados e de todos os agentes diretamente interessados necessárias à boa gestão das respetivas infraestruturas.

Base XXII

Participação de desastres e acidentes

1 - A concessionária é obrigada a participar imediatamente à DGEG todos os desastres e acidentes ocorridos nas suas instalações ou, se tal não for possível, no prazo máximo de três dias a contar a partir da data da ocorrência.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas às autoridades públicas, sempre que dos desastres ou acidentes resultem mortes, ferimentos graves ou prejuízos materiais importantes, a concessionária deve elaborar e enviar ao concedente um relatório técnico com a análise das circunstâncias da ocorrência e com o estado das instalações.

Base XXIII

Ligação das infraestruturas à Rede Nacional de Transporte de Gás

A ligação das infraestruturas de armazenamento subterrâneo à RNTG faz-se nas condições previstas nos regulamentos aplicáveis.

Base XXIV

Relacionamento com a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás

A concessionária encontra-se sujeita às obrigações que decorrem do exercício por parte da concessionária da RNTG das suas competências em matéria de gestão técnica global do SNG, planeamento da RNTIAT e segurança do abastecimento, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

Base XXV

Interrupção por facto imputável ao utilizador

1 - A concessionária pode interromper a prestação do serviço público concessionado nos termos da regulamentação aplicável e, nomeadamente, nos seguintes casos:

a) Alteração não autorizada do funcionamento de equipamentos ou sistemas de ligação às infraestruturas e instalações de armazenamento subterrâneo de gás que ponha em causa a segurança ou a regularidade do serviço;

b) Incumprimento grave dos regulamentos aplicáveis ou, em caso de emergência, das suas ordens e instruções;

c) Incumprimento de obrigações contratuais que expressamente estabeleçam esta sanção.

2 - A concessionária pode, ainda, interromper unilateralmente a prestação do serviço público concessionado aos utilizadores que causem perturbações que afetem a qualidade do serviço prestado quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, os utilizadores, após aviso da concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XXVI

Interrupção por razões de interesse público ou de serviço

1 - A prestação do serviço público concessionado pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente quando se trate da execução de planos nacionais de emergência declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - As interrupções das atividades objeto da concessão por razões de serviço têm lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação das infraestruturas ou instalações, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades alternativas.

3 - Nas situações referidas nos números anteriores, a concessionária deve avisar os utilizadores das respetivas infraestruturas e instalações que possam vir a ser afetados, com a antecedência mínima de 36 horas, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de trabalhos para garantir a segurança das infraestruturas ou instalações.

Base XXVII

Medidas de proteção

1 - Sem prejuízo das medidas de emergência adotadas pelo Governo, quando se verifique uma situação que ponha em risco a segurança de pessoas ou bens, deve a concessionária promover imediatamente as medidas que entender necessárias em matéria de segurança.

2 - As medidas referidas no número anterior devem ser imediatamente comunicadas à DGEG, às respetivas autoridades municipais de proteção civil, à autoridade policial da zona afetada e à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

Base XXVIII

Responsabilidade civil

1 - A concessionária é responsável, nos termos gerais de direito, por quaisquer prejuízos causados ao concedente ou a terceiros, pela culpa ou pelo risco, no exercício da atividade objeto da concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das infraestruturas e instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

3 - A concessionária fica obrigada à constituição de um seguro de responsabilidade civil para a cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros e resultantes do exercício da respetiva atividade, atualizável de três em três anos, e cujo montante mínimo obrigatório é fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A concessionária deve apresentar ao concedente os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Base XXIX

Cobertura por seguros

1 - Para garantir o cumprimento das suas obrigações, a concessionária é obrigada a celebrar e manter em vigor um seguro de responsabilidade civil, em valor mínimo obrigatório a definir no contrato de concessão.

2 - Para além dos seguros referidos na base anterior e no número anterior, a concessionária deve assegurar a existência e a manutenção em vigor das apólices de seguro necessárias para garantir uma efetiva cobertura dos riscos da concessão.

3 - No âmbito da obrigação referida no número anterior, a concessionária fica obrigada a constituir seguros envolvendo todas as infraestruturas e instalações que integram a concessão contra riscos de incêndio, explosão e danos devido a terramoto ou temporal, nos termos fixados no contrato de concessão.

4 - A Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões pode estabelecer regulamentação nos termos e para os efeitos do disposto nos números anteriores.

Capítulo VI

Garantias e fiscalização do cumprimento das obrigações da concessionária

Base XXX

Caução

1 - Para a garantia do pontual e integral cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão e da cobrança das multas aplicadas, a concessionária deve, antes da assinatura do contrato de concessão, prestar a favor do concedente uma caução no valor de (euro) 5 000 000.

2 - O concedente pode utilizar a caução sempre que a concessionária não cumpra qualquer obrigação assumida no contrato de concessão.

3 - O recurso à caução é precedido de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, não dependendo de qualquer outra formalidade ou de prévia decisão judicial ou arbitral.

4 - Sempre que o concedente utilize a caução, a concessionária deve proceder à reposição do seu montante integral no prazo de 30 dias a contar a partir da data daquela utilização.

5 - O valor da caução é atualizado de três em três anos de acordo com o índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P. (INE, I. P.).

6 - A caução só pode ser levantada pela concessionária um ano após a data de extinção do contrato de concessão, ou antes de decorrido aquele prazo, por determinação expressa do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, mas sempre após a extinção da concessão.

7 - A caução prevista nesta base bem como outras que a concessionária venha a estar obrigada a constituir a favor do concedente devem ser prestadas por depósito em dinheiro ou por garantia bancária autónoma à primeira solicitação, cujo texto deve ser previamente aprovado pelo concedente.

Base XXXI

Supervisão, acompanhamento, fiscalização e regulação

1 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades públicas, em particular à ERSE, cabe à DGEG o exercício dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades públicas, cabe à ERSE o exercício dos poderes de regulação das atividades que integram o objeto da concessão, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 e sempre que exista motivo atendível, o concedente pode, nomeadamente:

a) Inquirir os representantes legais e quaisquer colaboradores da concessionária, bem como solicitar-lhes os documentos e outros elementos de informação que entenda necessários ou convenientes;

b) Aceder livremente às instalações da concessionária e proceder à busca, exame, tratamento e recolha de cópias ou extratos dos documentos e outras informações na posse da concessionária que julgue necessários ou convenientes, incluindo através dos respetivos sistemas de informação;

c) Requerer à concessionária a realização dos estudos, testes ou simulações, incluindo com recurso aos respetivos sistemas de informação, que se enquadrem no exercício das funções da concessionária, bem como acompanhar e participar ativamente na sua preparação e realização, designadamente no âmbito da definição dos princípios de base da política energética;

d) Emitir ordens, determinações, diretivas ou instruções, no âmbito dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização.

4 - O concedente pode recorrer a entidades terceiras devidamente qualificadas para a prestação de assistência técnica que repute conveniente no âmbito do exercício das funções de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, as quais gozam dos poderes referidos no número anterior após comunicação à concessionária para o efeito.

5 - A concessionária deve facilitar o exercício dos poderes atribuídos às entidades fiscalizadora e reguladora, nomeadamente prestando todas as informações e fornecendo todos os documentos que lhe forem solicitados por essas entidades no âmbito das respetivas competências, bem como permitindo o livre acesso do pessoal das referidas entidades devidamente credenciado e no exercício das suas funções a todas as suas instalações.

6 - A concessionária deve constituir e manter um seguro de acidentes pessoais, de montante a definir no contrato de concessão, de modo a cobrir os riscos inerentes ao exercício pelo pessoal das entidades fiscalizadora e reguladora das suas funções nas instalações da concessionária.

Capítulo VII
Modificações objetivas e subjetivas da concessão

Base XXXII
Alteração do contrato de concessão

1 - O contrato de concessão pode ser alterado unilateralmente pelo concedente, sem prejuízo da reposição do respetivo equilíbrio económico e financeiro, nos termos previstos na base XXXIV.

2 - O contrato de concessão pode também ser alterado por força de disposição legal imperativa, designadamente decorrente das políticas energéticas aprovadas pela União Europeia e aplicáveis ao Estado Português.

3 - O contrato de concessão pode ainda ser modificado por acordo entre o concedente e a concessionária desde que a modificação não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

Base XXXIII
Transmissão e oneração da concessão

1 - A concessionária não pode, sem prévia autorização do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, onerar, subconceder, trespassar ou transmitir, por qualquer forma, no todo ou em parte, a concessão ou realizar qualquer negócio jurídico que vise atingir ou tenha por efeito, mesmo que indireto, idênticos resultados.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários ou em norma que o venha a substituir.

3 - Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e desprovidos de quaisquer efeitos jurídicos, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 - No caso de subconcessão ou de trespasse, a concessionária deve comunicar ao concedente a sua intenção de proceder à subconcessão ou ao trespasse, remetendo-lhe a minuta do respetivo contrato de subconcessão ou de trespasse e indicando todos os elementos do negócio que pretende realizar, bem como o calendário previsto para a sua realização e a identidade do subconcessionário ou do trespassário.

5 - No caso de haver lugar a uma subconcessão devidamente autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 - Ocorrendo trespasse da concessão, consideram-se transmitidos para o trespassário todos os direitos e obrigações da concessionária, assumindo ainda aquele os deveres, as obrigações e os encargos que eventualmente venham a ser-lhe impostos pelo concedente como condição para a autorização do trespasse.

7 - A concessionária é responsável pela transferência integral dos seus direitos e obrigações para o trespassário, incluindo as obrigações incertas, ilíquidas ou inexigíveis à data do trespasse, em termos em que não seja afetada ou interrompida a prestação do serviço público concessionado.

Capítulo VIII
Condição económica e financeira da concessionária

Base XXXIV
Equilíbrio económico e financeiro da concessão

1 - É garantido à concessionária o equilíbrio económico e financeiro da concessão, nas condições de uma gestão eficiente.

2 - O equilíbrio económico e financeiro baseia-se no reconhecimento dos custos de investimento, de operação e de manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão.

3 - A concessionária é responsável por todos os riscos inerentes à concessão, sem prejuízo do disposto na legislação aplicável e nas presentes bases.

Base XXXV
Reposição do equilíbrio económico e financeiro

1 - Tendo em atenção a distribuição de riscos estabelecida no contrato de concessão, a concessionária tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão nos seguintes casos:

a) Modificação unilateral imposta pelo concedente das condições de exploração da concessão, nos termos previstos nos n.os 3 e 4 da base IV, desde que, em resultado direto da mesma, se verifique para a concessionária um determinado aumento de custos ou uma determinada perda de receitas e esta não possa legitimamente proceder a tal reposição por recurso aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão;

b) Alterações legislativas que tenham um impacte direto sobre as receitas ou custos respeitantes às atividades integradas na concessão.

2 - Nos casos previstos no número anterior, a concessionária apenas tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão na medida em que o impacte sobre os proveitos ou custos não seja suscetível de consideração no âmbito da atividade reguladora.

3 - Os parâmetros, termos e critérios da reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão são fixados no contrato de concessão.

4 - Sempre que haja lugar à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, tal reposição pode ter lugar através de uma das seguintes modalidades:

a) Prorrogação do prazo da concessão;

b) Revisão do cronograma ou redução das obrigações de investimento previamente aprovadas;

c) Atribuição de compensação direta pelo concedente;

d) Combinação das modalidades anteriores ou qualquer outra forma que seja acordada.

Capítulo IX
Incumprimento do contrato de concessão

Base XXXVI
Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - A violação pela concessionária de qualquer das obrigações assumidas no contrato de concessão fá-la incorrer em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso de força maior, ficando a seu cargo fazer prova da ocorrência.

3 - Consideram-se unicamente casos de força maior os acontecimentos imprevisíveis e irresistíveis cujos efeitos se produzam independentemente da vontade ou das circunstâncias pessoais da concessionária.

4 - Constituem, nomeadamente, casos de força maior atos de guerra, hostilidades ou invasão, terrorismo, epidemias, radiações atómicas, graves inundações, raios, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais que afetem a atividade objeto da concessão.

5 - A ocorrência de um caso de força maior tem por efeito exonerar a concessionária da responsabilidade pelo não cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão que sejam afetadas pela ocorrência do mesmo, na estrita medida em que o respetivo cumprimento pontual e atempado tenha sido efetivamente impedido.

6 - No caso de impossibilidade de cumprimento do contrato de concessão por causa de força maior, o concedente pode proceder à sua rescisão, nos termos fixados no mesmo.

7 - A concessionária fica obrigada a comunicar ao concedente a ocorrência de qualquer evento qualificável como caso de força maior, bem como a indicar, no mais curto prazo possível, quais as obrigações emergentes do contrato de concessão cujo cumprimento, no seu entender, se encontra impedido ou dificultado por força de tal ocorrência e, bem assim, se for o caso, as medidas que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida a fim de mitigar o impacte do referido evento e os respetivos custos.

8 - A concessionária deve, em qualquer caso, tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas, constituindo estrita obrigação da concessionária mitigar, por qualquer meio razoável e apropriado ao seu dispor, os efeitos da verificação de um caso de força maior.

Base XXXVII
Sanções contratuais

1 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o incumprimento pela concessionária de quaisquer obrigações assumidas no contrato de concessão pode ser sancionado, por decisão do concedente, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante varia, em função da gravidade da infração cometida e do grau de culpa do infrator, até (euro) 5 000 000.

2 - Igualmente sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o não cumprimento do disposto nas bases XX e XXX sujeita a concessionária às seguintes sanções:

a) Ao pagamento de multa até ao montante de (euro) 2 500 000, variando o respetivo montante em função da relevância dos documentos ou informações para o funcionamento do SNG, do caráter reiterado ou ocasional do incumprimento, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha posto na superação de consequências;

b) Em alternativa e quando tal se justifique, a uma sanção pecuniária compulsória, num montante que não exceda 5 % do montante máximo da multa que seria aplicável nos termos da alínea anterior, por dia de atraso, a contar da data fixada na decisão do concedente que determinou a prestação das informações, até ao montante máximo global de (euro) 2 500 000.

3 - A aplicação de multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias depende de notificação prévia da concessionária pelo concedente para reparar o incumprimento e do não cumprimento, pela concessionária, do prazo de reparação fixado nessa notificação nos termos do número seguinte, ou da não reparação integral da falta naquele prazo.

4 - O prazo de reparação do incumprimento é fixado pelo concedente de acordo com critérios de razoabilidade e tem sempre em atenção a defesa do interesse público e a manutenção em funcionamento da concessão.

5 - A concessionária pode, no prazo fixado na notificação a que se refere o número anterior, e em momento anterior ao da aplicação de quaisquer multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias, exercer por escrito o seu direito de defesa.

6 - É da competência do diretor-geral da DGEG a aplicação das multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias.

7 - Caso a concessionária não proceda ao pagamento voluntário das multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias que lhe forem aplicadas no prazo de 20 dias a contar da sua fixação e notificação pelo concedente, este pode utilizar a caução para pagamento das mesmas.

8 - O valor máximo das multas estabelecido na presente base é atualizado em janeiro de cada ano de acordo com o índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo INE, I. P., referente ao ano anterior.

9 - A aplicação de multas ou sanções pecuniárias compulsórias não prejudica a aplicação de outras sanções contratuais, nem isenta a concessionária de responsabilidade civil, criminal e contraordenacional em que incorrer perante o concedente ou terceiros.

Base XXXVIII
Sequestro

1 - Em caso de incumprimento grave, pela concessionária, das obrigações emergentes do contrato de concessão, o concedente, através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode, mediante sequestro, tomar conta da concessão.

2 - O sequestro da concessão pode ter lugar, nomeadamente, quando se verifique qualquer das seguintes situações, por motivos imputáveis à concessionária:

a) Estiver iminente, ou ocorrer, a cessação ou interrupção, total ou parcial, do desenvolvimento da atividade objeto da concessão;

b) Deficiências graves na organização, no funcionamento ou no regular desenvolvimento da atividade objeto da concessão, bem como situações de insegurança de pessoas e bens;

c) Deficiências graves no estado geral das infraestruturas, instalações ou equipamentos que comprometam a continuidade ou a qualidade da atividade objeto da presente concessão ou a segurança do abastecimento do SNG.

3 - A concessionária está obrigada a proceder à entrega da concessão no prazo que lhe for fixado pelo concedente quando lhe for comunicada a decisão de sequestro da concessão.

4 - Verificando-se qualquer facto que possa dar lugar ao sequestro da concessão, observar-se-á, com as devidas adaptações, o processo de sanação do incumprimento previsto nos n.os 4 e 5 da base XLIII.

5 - Logo que cessem as razões do sequestro, seja restabelecido o normal funcionamento da concessão e o concedente o julgue oportuno, a concessionária é notificada para retomar a concessão no prazo que lhe seja fixado.

6 - Logo que cessem as razões do sequestro e seja restabelecido o normal funcionamento da concessão, a concessionária é notificada para retomar a concessão, no prazo que lhe for fixado.

7 - A concessionária pode optar pela rescisão da concessão caso o sequestro se mantenha por seis meses após ter sido restabelecido o normal funcionamento da concessão, sendo então aplicável o disposto na base XLIII.

8 - Se a concessionária não retomar a concessão no prazo que lhe for fixado, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

9 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, ordenar novo sequestro ou determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

Capítulo X
Suspensão e extinção da concessão

Base XXXIX
Casos de extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o concedente e a concessionária, por rescisão, por resgate e pelo decurso do respetivo prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o concedente de todos os bens e meios a ela afetos, nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão, bem como dos direitos e das obrigações inerentes ao seu exercício, sem prejuízo do direito de regresso do

concedente sobre a concessionária pelas obrigações assumidas pela concessionária que sejam estranhas às atividades da concessão ou hajam sido contraídas em violação da lei ou do contrato de concessão ou, ainda, que sejam obrigações vencidas e não cumpridas.

3 - Da transmissão prevista no número anterior excluem-se os fundos ou reservas consignados à garantia ou cobertura de obrigações da concessionária de cujo cumprimento lhe seja dada quitação pelo concedente, a qual se presume se decorrido um ano sobre a extinção da concessão não houver declaração em contrário do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A tomada de posse da concessão pelo concedente é precedida de vistoria *ad perpetuam rei memoriam*, realizada pelo concedente, a que assistem representantes da concessionária, destinada à verificação do estado de conservação e manutenção dos bens, devendo ser lavrado o respetivo auto.

Base XL

Procedimentos em caso de extinção da concessão

1 - O concedente reserva-se no direito de tomar, nos últimos dois anos do prazo da concessão, as providências que julgar convenientes para assegurar a continuação do serviço no termo da concessão ou as medidas necessárias para efetuar, durante o mesmo prazo, a transferência progressiva da atividade objeto da concessão para a nova concessionária.

2 - No contrato de concessão são previstos os termos e os modos pelos quais se procede, em caso de extinção da concessão, à transferência para o concedente da titularidade de eventuais direitos detidos pela concessionária sobre terceiros e que se revelem necessários para a continuidade da prestação dos serviços concedidos e, em geral, à tomada de quaisquer outras medidas tendentes a evitar a interrupção da prestação do serviço público concessionado.

Base XLI

Decurso do prazo da concessão

1 - Decorrido o prazo da concessão, sem necessidade de qualquer comunicação entre as partes nesse sentido, transmitem-se para o concedente todos os bens e meios afetos à concessão, livres de ónus ou encargos, em bom estado de conservação, funcionamento e segurança, sem prejuízo do normal desgaste do seu uso para efeitos do contrato de concessão.

2 - Cessando a concessão pelo decurso do prazo, é paga pelo Estado à concessionária uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão, adquiridos pela concessionária, com referência ao último balanço aprovado, líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido.

3 - Caso a concessionária não dê cumprimento ao disposto no n.º 1, o concedente promove a realização dos trabalhos e aquisições que sejam necessários à reposição dos bens aí referidos, correndo os respetivos custos pela concessionária e podendo ser utilizada a caução para os liquidar no caso de a concessionária não proceder ao pagamento voluntário e atempado dos referidos custos.

Base XLII

Resgate da concessão

1 - O concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, pode resgatar a concessão sempre que o interesse público o justifique, decorridos, pelo menos, 15 anos sobre a data do início do respetivo prazo, mediante notificação feita à concessionária, por carta registada com aviso de receção, com, pelo menos, um ano de antecedência.

2 - O concedente assume, decorrido o período de um ano sobre a notificação do resgate, todos os bens e meios afetos à concessão anteriormente à data dessa notificação, incluindo todos os direitos e obrigações inerentes ao exercício da concessão, e ainda aqueles que tenham sido assumidos pela concessionária após a data de notificação desde que tenham sido previamente autorizados pelo concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - A assunção de obrigações por parte do concedente é feita, sem prejuízo do seu direito de regresso sobre a concessionária, pelas obrigações por esta contraídas que tenham exorbitado da gestão normal da concessão.

4 - Em caso de resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização cujo valor deve atender ao valor contabilístico, à data do resgate, dos bens revertidos para o concedente, livres de quaisquer ónus ou encargos, e ao valor de eventuais lucros cessantes.

5 - O valor contabilístico dos bens referidos no número anterior, à data do resgate, entende-se líquido de amortizações e de comparticipações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente.

6 - Para os efeitos do cálculo da indemnização, o valor dos bens que se encontrem anormalmente depreciados ou deteriorados devido a deficiências na sua manutenção ou reparação pela concessionária é determinado de acordo com o seu estado de funcionamento efetivo.

Base XLIII

Rescisão do contrato de concessão pelo concedente

1 - O concedente pode rescindir o contrato de concessão no caso de violação grave, não sanada ou não sanável, das obrigações da concessionária decorrentes do contrato de concessão.

2 - Constituem, nomeadamente, causas de rescisão do contrato de concessão por parte do concedente os seguintes factos ou situações:

a) Desvio do objeto e dos fins da concessão;

b) Suspensão ou interrupção injustificadas das atividades objeto da concessão;

c) Oposição reiterada ao exercício da supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, repetida desobediência às determinações, ordens, diretivas ou instruções do concedente nos termos do contrato de concessão, nomeadamente no que respeita ao fornecimento de informações e documentos solicitados pelo concedente, ou sistemática inobservância das leis e regulamentos aplicáveis à exploração da concessão, quando se mostrem ineficazes as sanções aplicadas;

d) Recusa em proceder aos investimentos necessários à adequada conservação e reparação das infraestruturas;

e) Recusa ou impossibilidade da concessionária em retomar a concessão nos termos do disposto no n.º 8 da base XXXVII ou, quando o tiver feito, verificar-se a continuação das situações que motivaram o sequestro;

f) Cobrança dolosa das tarifas com valor superior aos fixados;

g) Dissolução ou insolvência da concessionária;

h) Transmissão ou oneração da concessão, no todo ou em parte, sem prévia autorização;

i) Recusa da reconstituição atempada da caução.

3 - Não constituem causas de rescisão os factos ocorridos por motivos de força maior.

4 - Verificando-se um dos casos de incumprimento referidos no n.º 2 ou qualquer outro que, nos termos do disposto no n.º 1, possa motivar a rescisão da concessão, o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, deve notificar a concessionária para, no prazo que razoavelmente lhe for fixado, cumprir integralmente as suas obrigações e corrigir ou reparar as consequências dos seus atos, exceto tratando-se de uma violação não sanável.

5 - Caso a concessionária não cumpra as suas obrigações ou não corrija ou repare as consequências do incumprimento nos termos determinados pelo concedente, este pode rescindir o contrato de concessão mediante comunicação enviada à concessionária, por carta registada com aviso de receção, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 - Caso o concedente pretenda rescindir o contrato de concessão, designadamente pelos factos referidos na alínea g) do n.º 1, deve previamente notificar os principais credores da concessionária que sejam conhecidos para, no prazo que lhes for determinado, nunca superior a três meses, proporem uma solução que possa sobrestar à rescisão, desde que o concedente com ela concorde.

7 - A comunicação da decisão de rescisão referida no n.º 5 produz efeitos imediatos, independentemente de qualquer outra formalidade.

8 - A rescisão do contrato de concessão pelo concedente implica a transmissão gratuita de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente sem qualquer indemnização e, bem assim, a perda da caução prestada em garantia do pontual e integral cumprimento do contrato, sem prejuízo do direito de o concedente ser indemnizado pelos prejuízos sofridos nos termos gerais de direito.

Base XLIV

Rescisão do contrato de concessão pela concessionária

1 - A concessionária pode rescindir o contrato de concessão com fundamento em incumprimento grave das obrigações do concedente, se do mesmo resultarem perturbações que ponham em causa o exercício da atividade concedida.

2 - A rescisão prevista no número anterior implica a transmissão de todos os bens e meios afetos à concessão para o concedente, sem prejuízo do direito da concessionária a ser ressarcida dos prejuízos que lhe foram causados, incluindo o valor dos investimentos efetuados e lucros cessantes calculados nos termos previstos anteriormente para o resgate.

3 - A rescisão do contrato de concessão produz efeitos à data da sua comunicação ao concedente por carta registada com aviso de receção.

4 - No caso de rescisão do contrato de concessão pela concessionária, esta deve seguir o procedimento previsto para o concedente nos n.os 4 e 5 da base anterior.

Capítulo XI

Disposições diversas

Base XLV

Exercício dos poderes do concedente

Os poderes do concedente referidos nas presentes bases, exceto quando devam ser exercidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, devem ser exercidos pela DGEG, sendo os atos praticados pelo respetivo diretor-geral, ou pela ERSE, consoante as competências de cada uma destas entidades.

Base XLVI
Resolução de diferendos

1 - O concedente e a concessionária podem celebrar convenções de arbitragem destinadas à resolução de quaisquer questões emergentes do contrato de concessão, nos termos da Lei n.º 63/2011, de 14 de dezembro.

2 - A concessionária e os operadores e utilizadores da RNTG podem, nos termos da lei, celebrar convenções de arbitragem para solução dos litígios emergentes dos respetivos contratos.

Anexo III
(a que se refere o n.º 3 do artigo 15.º)

Bases das concessões da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de gás liquefeito em terminais de Gás Natural Liquefeito

Capítulo I
Disposições e princípios gerais

Base I
Objeto da concessão

1 - A concessão tem por objeto a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), em terminal de GNL, exercida em regime de serviço público.

2 - Integram-se no objeto da concessão:

a) A receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL;

b) A emissão de gás em alta pressão para a Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG);

c) A carga e expedição de GNL em cisterna e navios metaneiros;

d) A construção, a operação, a exploração, a manutenção e a expansão das respetivas infraestruturas e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

3 - A concessionária pode exercer outras atividades para além das que se integram no objeto da concessão, no respeito pela legislação aplicável ao setor do gás, com fundamento no proveito daí resultante para a concessão ou com vista a otimizar a utilização dos bens afetos à mesma, desde que essas atividades sejam acessórias ou complementares e não prejudiquem a regularidade e a continuidade da prestação do serviço público e sejam previamente autorizadas pelo concedente.

Base II
Área da concessão

A área e localização geográfica da concessão são definidas no contrato de concessão.

Base III
Prazo da concessão

1 - O prazo da concessão é fixado pelo concedente no contrato de concessão e não pode exceder 30 anos, contados a partir da data da celebração do respetivo contrato.

2 - A intenção de renovação da concessão deve ser comunicada à concessionária pelo concedente com a antecedência mínima de dois anos relativamente ao termo do prazo da concessão.

Base IV
Serviço público

1 - A concessionária deve desempenhar as atividades concessionadas de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a garantir, designadamente, a segurança de pessoas e bens.

2 - Com o objetivo de assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e eficiência do serviço público, o concedente reserva-se no direito de alterar, por via legal ou regulamentar, as condições da sua exploração.

3 - Quando, por efeito do disposto no número anterior, se alterarem significativamente as condições de exploração da concessão, o concedente compromete-se a promover a reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, nos termos previstos na base XXXIV, desde que a concessionária não possa legitimamente prover a tal reposição recorrendo aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão.

Base V
Direitos e obrigações da concessionária

1 - A concessionária beneficia dos direitos e encontra-se sujeita às obrigações estabelecidos no regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e ainda os regimes jurídicos das respetivas atividades, sem prejuízo dos demais direitos e obrigações estabelecidos nas presentes bases.

2 - À concessionária compete, em particular:

a) Assegurar a exploração e manutenção do terminal e da capacidade de armazenamento em condições de segurança, de fiabilidade e de respeito pelo ambiente, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço;

b) Gerir os fluxos de gás no terminal e no armazenamento, assegurando a sua interoperacionalidade com a rede de transporte a que o terminal está ligado, no quadro da gestão técnica global do SNG, nos termos do Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;

c) Facultar aos agentes de mercado as informações de que necessitem para o acesso ao terminal;

d) Receber do operador da rede de transporte, no quadro da gestão técnica global do SNG, dos operadores de mercado e de todos os agentes diretamente interessados toda a informação necessária à gestão das suas infraestruturas;

e) Fornecer ao operador da rede de transporte, no quadro da gestão técnica global do SNG, e aos agentes de mercado as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente do SNG;

f) Preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício das suas atividades;

g) Medir o GNL recebido no terminal, o GNL entregue ao transporte por rodovia e o gás injetado na rede de transporte;

h) Fornecer os serviços destinados a satisfazer, de forma transparente e não discriminatória, os pedidos de acesso ao terminal, tendo em conta as capacidades técnicas das instalações de GNL e os procedimentos de gestão de congestionamentos;

i) Solicitar aos agentes de mercado que garantam que o GNL descarregado dos navios metaneiros para o terminal respeita as especificações de qualidade dispostas na legislação e regulamentação aplicáveis, em coordenação com o operador da rede de transporte no quadro da gestão técnica global do SNG.

Base VI

Princípios aplicáveis às relações com os utilizadores

1 - A concessionária deve proporcionar aos utilizadores, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas infraestruturas, nos termos previstos nas presentes bases e na legislação e regulamentação aplicáveis, não podendo estabelecer diferenças de tratamento entre os referidos utilizadores que não resultem da aplicação de critérios ou de condicionalismos legais, regulamentares ou técnicos, ou ainda de condicionalismos de natureza contratual, desde que aceites pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

2 - O disposto no número anterior não impede a concessionária de celebrar contratos a longo prazo, no respeito pelas regras da concorrência.

3 - A concessionária deve facultar aos utilizadores as informações de que estes necessitem para o acesso ao terminal de GNL.

4 - Os utilizadores devem prestar à concessionária todas as informações que esta considere necessárias à correta exploração das respetivas infraestruturas e instalações.

5 - A concessionária deve assegurar o tratamento de dados de utilização do terminal de GNL no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no seu relacionamento com os utilizadores.

6 - A concessionária deve manter um registo das queixas ou reclamações que lhe sejam apresentadas pelos utilizadores.

Capítulo II

Bens e meios

Base VII

Bens e meios afetos à concessão

1 - Consideram-se afetos à concessão os bens necessários à prossecução da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, designadamente:

a) O terminal e as instalações portuárias integradas no mesmo;

b) As instalações afetas à receção, ao armazenamento, ao tratamento e à regaseificação de GNL, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida indispensável à operação e funcionamento das infraestruturas e instalações do terminal;

c) As instalações afetas à emissão de gás para a RNTG e à expedição e à carga de GNL em cisterna e navios metaneiros;

d) As instalações, e equipamentos, de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à gestão de todas as infraestruturas e instalações do terminal.

2 - Consideram-se ainda afetos à concessão:

a) Os imóveis pertencentes à concessionária em que estejam implantados os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas em benefício da concessão;

b) Os bens móveis ou direitos relativos a bens imóveis utilizados ou relacionados com o exercício da atividade objeto da concessão;

c) Os direitos de expansão da capacidade do terminal necessários à garantia da segurança do abastecimento no âmbito do SNG;

d) Os direitos privativos de propriedade intelectual e industrial de que a concessionária seja titular;

e) Quaisquer fundos ou reservas consignados à garantia do cumprimento das obrigações da concessionária, por força de obrigação emergente da lei ou do contrato de concessão e enquanto durar essa vinculação;

f) As relações e posições jurídicas diretamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação e de prestação de serviços.

3 - Os bens referidos no n.º 1 e na alínea a) do número anterior são considerados, para os efeitos da aplicação do regime de oneração e transmissão dos bens afetos à concessão, como infraestruturas de serviço público que integram a concessão.

Base VIII

Inventário do património

1 - A concessionária deve elaborar e manter permanentemente atualizado e à disposição do concedente um inventário do património afeto à concessão.

2 - No inventário a que se refere o número anterior devem ser mencionados os ónus ou encargos que recaem sobre os bens afetos à concessão.

3 - Os bens e direitos patrimoniais tornados desnecessários à concessão são abatidos ao inventário, nos termos previstos no n.º 2 da base X.

Base IX

Manutenção dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária fica obrigada a manter, durante o prazo de vigência da concessão, em permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

2 - Não se tratando de reparações, renovações ou adaptações urgentes, deve a concessionária, sempre que elas impliquem interrupção, diminuição ou condicionamento da atividade objeto da concessão, comunicá-la com antecedência razoável aos utilizadores afetados por tais medidas.

Base X

Regime de oneração e transmissão dos bens afetos à concessão

1 - A concessionária não pode onerar ou transmitir, por qualquer forma, os bens que integram a concessão, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - Os bens e direitos que tenham perdido utilidade para a concessão são abatidos ao inventário referido na base VIII, mediante prévia autorização do concedente, que se considera concedida se este não se opuser no prazo de 30 dias contados da receção do pedido.

3 - A oneração ou transmissão de bens imóveis afetos à concessão fica sujeita a autorização do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A oneração ou transmissão de bens e direitos afetos à concessão em desrespeito do disposto na presente base acarreta a nulidade dos respetivos atos ou contratos.

Base XI

Posse e propriedade dos bens

1 - A concessionária detém a posse e propriedade dos bens afetos à concessão até à extinção desta.

2 - Com a extinção da concessão, os bens a ela afetos transferem-se para o concedente nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão.

Capítulo III

Sociedade concessionária

Base XII

Objeto social, sede e forma

1 - O projeto de estatutos da sociedade concessionária deve ser submetido a prévia aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia.

2 - A sociedade concessionária deve ter como objeto social principal, ao longo de todo o período de duração da concessão, o exercício das atividades integradas no objeto da concessão, devendo manter ao longo do mesmo período a sua sede em Portugal e a forma de sociedade anónima, regulada pela lei portuguesa.

3 - O objeto social da concessionária pode incluir o exercício de outras atividades, para além das que integram o objeto da concessão, e bem assim a participação no capital de outras sociedades, desde que seja respeitado o disposto nas presentes bases e na legislação aplicável ao setor do gás.

Base XIII

Ações da concessionária

1 - Todas as ações representativas do capital social da concessionária são obrigatoriamente nominativas.

2 - A oneração e a transmissão de ações representativas do capital social da concessionária depende, sob pena de nulidade, de autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual não pode ser infundadamente recusada e se considera tacitamente concedida se não for recusada, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

3 - Excetua-se do disposto no número anterior a oneração de ações efetuada em benefício das entidades financiadoras de qualquer das atividades que integram o objeto da concessão, e no âmbito dos contratos de financiamento que venham a ser celebrados pela concessionária para o efeito, desde que as entidades financiadoras assumam, nos referidos contratos, a obrigação de obter a autorização prévia do concedente em caso de execução das garantias de que resulte a transmissão a terceiros das ações oneradas.

4 - A oneração de ações referida no número anterior deve, em qualquer caso, ser comunicada ao concedente, a quem deve ser enviada, no prazo de 30 dias a contar a partir da data em que seja constituída, cópia autenticada do documento que formaliza a oneração e bem assim informação detalhada sobre quaisquer outros termos e condições que sejam estabelecidos.

Base XIV

Deliberações da concessionária e acordos entre acionistas

1 - Sem prejuízo de outras limitações previstas nas presentes bases e no contrato de concessão, ficam sujeitas a autorização prévia do concedente, através do membro do Governo responsável

pela área da energia, as deliberações da concessionária relativas à alteração do objeto social, à transformação, fusão, cisão ou dissolução da sociedade.

2 - Os acordos parassociais celebrados entre os acionistas da concessionária, bem como as respetivas alterações, devem ser objeto de aprovação prévia pelo concedente, dada através do membro do Governo responsável pela área da energia.

3 - As autorizações e aprovações previstas na presente base não podem ser infundadamente recusadas e consideram-se tacitamente concedidas se não forem recusadas, por escrito, no prazo de 60 dias a contar da data da respetiva solicitação.

Base XV
Financiamento

1 - A concessionária é responsável pela obtenção do financiamento necessário ao desenvolvimento do objeto da concessão, por forma a cumprir cabal e atempadamente todas as obrigações que assume no contrato de concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no número anterior, a concessionária deve manter, no final de cada ano, um rácio de autonomia financeira superior a 20%.

Capítulo IV
Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas

Base XVI
Projetos

1 - A construção e a exploração das infraestruturas que integram a concessão ficam sujeitas à aprovação dos respetivos projetos nos termos da legislação aplicável.

2 - A concessionária é responsável, no respeito pela legislação e regulamentação aplicáveis, pela conceção, projeto e construção de todas as infraestruturas e instalações que integram a concessão de terminal de GNL, incluindo as necessárias à sua remodelação e expansão.

3 - A aprovação de quaisquer projetos pelo concedente não implica qualquer responsabilidade derivada de erros de conceção, de projeto, de construção ou da inadequação das instalações e do equipamento ao serviço da concessão.

Base XVII
Direitos e deveres decorrentes da aprovação dos projetos

1 - A aprovação dos respetivos projetos confere à concessionária, nomeadamente, os seguintes direitos:

a) Utilizar, de acordo com a legislação aplicável, os bens do domínio público ou privado do Estado e de outras pessoas coletivas públicas para o estabelecimento ou passagem das respetivas infraestruturas ou instalações;

b) Constituir, nos termos da legislação aplicável, as servidões sobre os imóveis necessários ao estabelecimento das respetivas infraestruturas ou instalações;

c) Proceder à expropriação, por utilidade pública e urgente, nos termos da legislação aplicável, dos bens imóveis, ou direitos a eles relativos, necessários ao estabelecimento das respetivas infraestruturas ou instalações.

2 - As licenças e autorizações exigidas por lei para a exploração das infraestruturas e instalações consideram-se outorgadas com a aprovação dos respetivos projetos, sem prejuízo da verificação por parte das entidades licenciadoras da conformidade na sua execução.

3 - Cabe à concessionária o pagamento das indemnizações decorrentes do exercício dos direitos referidos no n.º 1.

4 - No atravessamento de terrenos do domínio público ou dos particulares, a concessionária deve adotar os procedimentos estabelecidos na legislação aplicável e proceder à reparação de todos os prejuízos que resultem dos trabalhos executados.

Base XVIII
Planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas

1 - O planeamento das infraestruturas está integrado no planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), em particular com a RNTG, nos termos previstos na legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - Constitui encargo e responsabilidade da concessionária o planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas que integram a concessão, com vista a assegurar a existência permanente de capacidade nas mesmas.

3 - A concessionária deve observar, na remodelação e expansão das infraestruturas, os prazos de execução adequados à permanente satisfação das necessidades identificadas no plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG).

4 - A concessionária deve elaborar periodicamente, nos termos previstos no contrato de concessão, e apresentar ao concedente, o plano de investimentos nas infraestruturas.

5 - Por razões de interesse público, nomeadamente as relativas à segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, o concedente pode determinar a remodelação ou expansão das infraestruturas que integram a concessão, nos termos fixados no contrato de concessão.

Capítulo V
Exploração das infraestruturas

Base XIX
Condições de exploração

1 - A concessionária é responsável pela exploração das infraestruturas que integram a concessão, e respetivas instalações, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, no respeito pela legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - A concessionária deve assegurar-se de que o gás recebido no terminal cumpre as características técnicas e as especificações de qualidade estabelecidas e que o seu armazenamento, tratamento, regaseificação e expedição é efetuado em condições técnicas adequadas, de forma a garantir a segurança de pessoas e bens.

Base XX
Informação

1 - A concessionária tem a obrigação de fornecer ao concedente, através da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), todos os documentos e outros elementos de informação relativos à concessão e a outras atividades autorizadas nos termos do n.º 3 da base I, designadamente os necessários à resposta a quaisquer pedidos da Comissão Europeia, que o concedente entenda dever solicitar-lhe.

2 - As informações e documentos solicitados pelo concedente devem ser fornecidos no prazo de 10 dias úteis, salvo se for por este fixado um prazo diferente, por decisão fundamentada.

3 - A não prestação ou a prestação de informações falsas, inexatas ou incompletas, em resposta a pedido do concedente, no prazo por este fixado, constitui incumprimento do contrato de concessão, designadamente para efeitos da base XXXVI.

4 - A concessionária deve fornecer ao operador da rede com a qual esteja ligada e aos agentes de mercado as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG.

5 - 5 - A concessionária tem igualmente a obrigação de fornecer à ERSE a informação prevista na lei e regulamentação aplicável.

6 - A concessionária deve, ainda, solicitar, receber e tratar todas as informações de todos os operadores de mercados e de todos os utilizadores diretamente interessados necessárias à boa gestão das respetivas infraestruturas.

Base XXI

Participação de desastres e acidentes

1 - A concessionária é obrigada a participar imediatamente à DGEG todos os desastres e acidentes ocorridos nas suas instalações e, se tal não for possível, no prazo máximo de três dias a contar a partir da data da ocorrência.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas às autoridades públicas, sempre que dos desastres ou acidentes resultem mortes, ferimentos graves ou prejuízos materiais importantes, a concessionária deve elaborar e enviar ao concedente um relatório técnico com a análise das circunstâncias da ocorrência e com o estado das instalações.

Base XXII

Ligação das infraestruturas à Rede Nacional de Transporte de Gás

A ligação das infraestruturas do terminal de GNL à RNTG faz-se nas condições previstas nos regulamentos aplicáveis.

Base XXIII

Relacionamento com a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás no âmbito da gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás, planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito e segurança do abastecimento

A concessionária encontra-se sujeita às obrigações que decorrem do exercício, por parte da concessionária da RNTG, das suas competências em matéria de gestão técnica global do SNG, planeamento da RNTIAT e segurança do abastecimento, nos termos previstos na legislação e regulamentação aplicáveis.

Base XXIV

Interrupção por facto imputável ao utilizador

1 - A concessionária pode interromper a prestação do serviço público concessionado nos termos da regulamentação aplicável, e nomeadamente nos seguintes casos:

a) Alteração não autorizada do funcionamento de equipamentos ou sistemas de ligação às respetivas infraestruturas e instalações que ponha em causa a segurança ou a regularidade do serviço;

b) Incumprimento grave dos regulamentos aplicáveis ou, em caso de emergência, das suas ordens e instruções;

c) Incumprimento de obrigações contratuais que expressamente estabeleçam esta sanção.

2 - A concessionária pode, ainda, interromper unilateralmente a prestação do serviço público concessionado aos utilizadores que causem perturbações que afetem a qualidade do serviço prestado, quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, os utilizadores, após aviso da

concessionária, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Base XXV

Interrupção por razões de interesse público ou de serviço

1 - A prestação do serviço público concessionado pode ser interrompida por razões de interesse público, nomeadamente, quando se trate da execução de planos nacionais de emergência, declarada ao abrigo de legislação específica.

2 - As interrupções das atividades objeto da concessão, por razões de serviço, têm lugar quando haja necessidade imperiosa de realizar manobras ou trabalhos de ligação, reparação ou conservação das infraestruturas ou instalações, desde que tenham sido esgotadas todas as possibilidades alternativas.

3 - Nas situações referidas nos números anteriores, a concessionária deve avisar os utilizadores das respetivas infraestruturas e instalações que possam vir a ser afetados, com a antecedência mínima de 36 horas, salvo no caso da realização de trabalhos que a segurança de pessoas e bens torne inadiáveis ou quando haja necessidade urgente de trabalhos para garantir a segurança das infraestruturas ou instalações.

Base XXVI

Medidas de proteção

1 - Sem prejuízo das medidas de emergência adotadas pelo Governo, quando se verifique uma situação que ponha em risco a segurança de pessoas ou bens, deve a concessionária promover imediatamente as medidas que entender necessárias em matéria de segurança.

2 - As medidas referidas no número anterior devem ser imediatamente comunicadas à DGEG, às respetivas autoridades municipais de proteção civil, à autoridade policial da zona afetada e à Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil.

Base XXVII

Responsabilidade civil

1 - A concessionária é responsável, nos termos gerais de direito, por quaisquer prejuízos causados ao concedente ou a terceiros, pela culpa ou pelo risco, no exercício da atividade objeto da concessão.

2 - Para os efeitos do disposto no artigo 509.º do Código Civil, entende-se que a utilização das infraestruturas e instalações integradas na concessão é feita no exclusivo interesse da concessionária.

3 - A concessionária fica obrigada à constituição de um seguro de responsabilidade civil para cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros e resultantes do exercício da respetiva atividade, atualizável de três em três anos, e cujo montante mínimo obrigatório é fixado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

4 - A concessionária deve apresentar ao concedente os documentos comprovativos da celebração do seguro, bem como da atualização referida no número anterior.

Base XXVIII

Cobertura por seguros

1 - Para garantir o cumprimento das suas obrigações, a concessionária é obrigada a celebrar e manter em vigor um seguro de responsabilidade civil, em valor mínimo obrigatório a definir no contrato de concessão.

2 - Para além dos seguros referidos na base anterior e no número anterior, a concessionária deve assegurar a existência e a manutenção em vigor das apólices de seguro necessárias para garantir uma efetiva cobertura dos riscos da concessão.

3 - No âmbito da obrigação referida no número anterior, a concessionária fica obrigada a constituir seguros envolvendo todas as infraestruturas e instalações que integram a concessão, contra riscos de incêndio, explosão e danos devido a terramoto ou temporal, nos termos fixados no contrato de concessão.

4 - O disposto nos números anteriores pode ser objeto de regulamentação pela Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões.

Capítulo VI

Garantias e fiscalização do cumprimento das obrigações da concessionária

Base XXIX

Caução

1 - Para garantia do pontual e integral cumprimento das obrigações emergentes do contrato de concessão e da cobrança das multas aplicadas, a concessionária deve, antes da assinatura do contrato de concessão, prestar a favor do concedente uma caução no valor de (euro) 5 000 000.

2 - O concedente pode utilizar a caução sempre que a concessionária não cumpra qualquer obrigação assumida no contrato de concessão.

3 - O recurso à caução é precedido de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, não dependendo de qualquer outra formalidade ou de prévia decisão judicial ou arbitral.

4 - Sempre que o concedente utilize a caução, a concessionária deve proceder à reposição do seu montante integral no prazo de 30 dias a contar a partir da data daquela utilização.

5 - O valor da caução é atualizado de três em três anos, de acordo com o índice de preços no consumidor, no continente, excluindo habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P. (INE, I. P.).

6 - A caução só pode ser levantada pela concessionária um ano após a data de extinção do contrato de concessão, ou, antes de decorrido aquele prazo, por determinação expressa do concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, mas sempre após a extinção da concessão.

7 - A caução prevista nesta base bem como outras que a concessionária venha a estar obrigada a constituir a favor do concedente devem ser prestadas por depósito em dinheiro ou por garantia bancária autónoma, à primeira solicitação, cujo texto deve ser previamente aprovado pela DGEG.

Base XXX

Supervisão, acompanhamento, fiscalização e regulação

1 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades públicas, em particular à ERSE, cabe à DGEG o exercício dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis e do contrato de concessão.

2 - Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades públicas, cabe à ERSE o exercício dos poderes de regulação das atividades que integram o objeto da concessão, nos termos previstos na legislação e regulamentação aplicáveis.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 e sempre que exista motivo atendível, o concedente pode, nomeadamente:

a) Inquirir os representantes legais e quaisquer colaboradores da concessionária, bem como solicitar-lhes os documentos e outros elementos de informação que entenda necessários ou convenientes;

b) Aceder livremente às instalações da concessionária e proceder à busca, exame, tratamento e recolha de cópias ou extratos dos documentos e outras informações na posse da concessionária que julgue necessários ou convenientes, incluindo através dos respetivos sistemas de informação;

c) Requerer à concessionária a realização dos estudos, testes ou simulações, incluindo com recurso aos respetivos sistemas de informação, que se enquadrem no exercício das funções da concessionária, bem como acompanhar e participar ativamente na sua preparação e realização, designadamente no âmbito da definição dos princípios de base da política energética;

d) Emitir ordens, determinações, diretivas ou instruções, no âmbito dos poderes de supervisão, acompanhamento e fiscalização.

4 - O concedente pode recorrer a entidades terceiras devidamente qualificadas para a prestação de assistência técnica que repute conveniente no âmbito do exercício das funções de supervisão, acompanhamento e fiscalização da concessão, as quais gozam dos poderes referidos no número anterior após comunicação à concessionária para o efeito.

5 - A concessionária deve facilitar o exercício dos poderes atribuídos às entidades fiscalizadora e reguladora, nomeadamente prestando todas as informações e fornecendo todos os documentos que lhe forem solicitados por essas entidades no âmbito das respetivas competências, bem como permitindo o livre acesso do pessoal das referidas entidades devidamente credenciado e no exercício das suas funções a todas as suas instalações.

6 - A concessionária deve constituir e manter um seguro de acidentes pessoais, de montante a definir no contrato de concessão, de modo a cobrir os riscos inerentes ao exercício pelo pessoal das entidades fiscalizadora e reguladora das suas funções nas instalações da concessionária.

Capítulo VII
Modificações objetivas e subjetivas da concessão

Base XXXI
Alteração do contrato de concessão

1 - O contrato de concessão pode ser alterado unilateralmente pelo concedente, sem prejuízo da reposição do respetivo equilíbrio económico e financeiro nos termos previstos na base XXXIV.

2 - O contrato de concessão pode também ser alterado por força de disposição legal imperativa, designadamente decorrente das políticas energéticas aprovadas pela União Europeia e aplicáveis ao Estado Português.

3 - O contrato de concessão pode ainda ser modificado por acordo entre o concedente e a concessionária, desde que a modificação não envolva a violação do regime jurídico da concessão nem implique a derrogação das presentes bases.

Base XXXII
Transmissão e oneração da concessão

1 - A concessionária não pode, sem prévia autorização do concedente, onerar, subconceder, trespassar ou transmitir, por qualquer forma, no todo ou em parte, a concessão ou realizar qualquer negócio jurídico que vise atingir ou tenha por efeito, mesmo que indireto, idênticos resultados.

2 - É equiparada à transmissão da concessão a alienação de ações que resulte na constituição ou modificação de uma relação de domínio sobre a concessionária, conforme definido no artigo 21.º do Código dos Valores Mobiliários ou em norma que o venha a substituir.

3 - Os atos praticados ou os contratos celebrados em violação do disposto nos números anteriores são nulos e desprovidos de quaisquer efeitos jurídicos, sem prejuízo de outras sanções aplicáveis.

4 - No caso de subconcessão ou de trespasse, a concessionária deve comunicar ao concedente a sua intenção de proceder à subconcessão ou ao trespasse, remetendo-lhe a minuta do respetivo contrato de subconcessão ou de trespasse que se propõe assinar e indicando todos os elementos do negócio que pretende realizar, bem como o calendário previsto para a sua realização e a identidade do subconcessionário ou do trespassário.

5 - No caso de haver lugar a uma subconcessão devidamente autorizada, a concessionária mantém os direitos e continua sujeita às obrigações decorrentes do contrato de concessão.

6 - Ocorrendo trespasse da concessão, consideram-se transmitidos para o trespassário todos os direitos e obrigações da concessionária, assumindo ainda aquele os deveres, as obrigações e os encargos que eventualmente venham a ser-lhe impostos pelo concedente como condição para a autorização do trespasse.

7 - A concessionária é responsável pela transferência integral dos seus direitos e obrigações para o trespassário, incluindo as obrigações incertas, ilíquidas ou inexigíveis à data do trespasse, em termos em que não seja afetada ou interrompida a prestação do serviço público concessionado.

Capítulo VIII
Condição económica e financeira da concessionária

Base XXXIII
Equilíbrio económico e financeiro do contrato

1 - É garantido à concessionária o equilíbrio económico e financeiro da concessão, nas condições de uma gestão eficiente.

2 - O equilíbrio económico e financeiro baseia-se no reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão.

3 - A concessionária é responsável por todos os riscos inerentes à concessão, sem prejuízo do disposto na legislação aplicável e nas presentes bases.

Base XXXIV
Reposição do equilíbrio económico e financeiro

1 - Tendo em atenção a distribuição de riscos estabelecida no contrato de concessão, a concessionária tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão, nos seguintes casos:

a) Modificação unilateral, imposta pelo concedente, das condições de exploração da concessão, nos termos previstos nos n.os 2 e 3 da base IV, desde que, em resultado direto da mesma, se verifique, para a concessionária, um determinado aumento de custos ou uma determinada perda de receitas e esta não possa legitimamente proceder a tal reposição por recurso aos meios resultantes de uma correta e prudente gestão;

b) Alterações legislativas que tenham um impacte direto sobre as receitas ou custos respeitantes às atividades integradas na concessão.

2 - Nos casos previstos no número anterior, a concessionária apenas tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão na medida em que o impacte sobre os proveitos ou custos não seja suscetível de consideração no âmbito da atividade reguladora.

3 - Nos casos previstos no número anterior, a concessionária apenas tem direito à reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão na medida em que o impacte sobre os proveitos ou custos não seja suscetível de consideração no âmbito da atividade reguladora.

4 - Os parâmetros, termos e critérios da reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão são fixados no contrato de concessão.

5 - A reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão pode ter lugar através de uma das seguintes modalidades:

a) Prorrogação do prazo da concessão;

b) Revisão do cronograma ou redução das obrigações de investimento previamente aprovados;

c) Atribuição de compensação direta pelo concedente;

d) Combinação das modalidades anteriores ou qualquer outra forma que seja acordada.

Capítulo IX
Incumprimento do contrato de concessão

Base XXXV
Responsabilidade da concessionária por incumprimento

1 - A violação, pela concessionária, de qualquer das obrigações assumidas no contrato de concessão fá-la incorrer em responsabilidade perante o concedente.

2 - A responsabilidade da concessionária cessa sempre que ocorra caso de força maior, ficando a seu cargo fazer prova da ocorrência.

3 - Consideram-se unicamente casos de força maior os acontecimentos imprevisíveis e irresistíveis cujos efeitos se produzam independentemente da vontade ou circunstâncias pessoais da concessionária.

4 - Constituem, nomeadamente, casos de força maior atos de guerra, hostilidades ou invasão, terrorismo, epidemias, radiações atómicas, graves inundações, raios, ciclones, tremores de terra e outros cataclismos naturais que afetem a atividade compreendida na concessão.

5 - A ocorrência de um caso de força maior tem por efeito exonerar a concessionária da responsabilidade pelo não cumprimento das obrigações emergentes do contrato de contrato de concessão que sejam afetadas pela ocorrência do mesmo, na estrita medida em que o respetivo cumprimento pontual e atempado tenha sido efetivamente impedido.

6 - No caso de impossibilidade de cumprimento do contrato de concessão por causa de força maior, o concedente pode proceder à sua rescisão nos termos fixados no mesmo.

7 - A concessionária fica obrigada a comunicar ao concedente de imediato a ocorrência de qualquer evento qualificável como caso de força maior, bem como, no mais curto prazo possível, a indicar as obrigações emergentes do contrato de concessão cujo cumprimento, no seu entender, se encontra impedido ou dificultado por força de tal ocorrência e, bem assim, se for o caso, as medidas que tomou ou pretende tomar para fazer face à situação ocorrida, a fim de mitigar o impacte do referido evento e os respetivos custos.

8 - A concessionária deve, em qualquer caso, tomar imediatamente as medidas que sejam necessárias para assegurar a retoma normal das obrigações suspensas, constituindo estrita

obrigação da concessionária mitigar, por qualquer meio razoável e apropriado ao seu dispor, os efeitos da verificação de um caso de força maior.

Base XXXVI

Sanções contratuais

1 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o incumprimento pela concessionária de quaisquer obrigações assumidas no contrato de concessão pode ser sancionado, por decisão do concedente, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante é variável, em função da gravidade da infração cometida e do grau de culpa do infrator, até (euro) 5 000 000.

2 - Sem prejuízo dos demais direitos e prerrogativas de que o concedente disponha nos termos da lei e das presentes bases, o não cumprimento do disposto nas bases XX e XXX sujeita a concessionária às seguintes sanções:

a) Ao pagamento de multa até ao montante de (euro) 2 500 000, variando o respetivo montante em função da relevância dos documentos ou informações para o funcionamento do SNG, do caráter reiterado ou ocasional do incumprimento, do grau de culpa, dos riscos daí derivados para a segurança da rede ou de terceiros, dos prejuízos efetivamente causados e da diligência que a concessionária tenha posto na superação de consequências;

b) Em alternativa e quando tal se justifique, a uma sanção pecuniária compulsória, num montante que não excederá 5 % do montante máximo da multa que seria aplicável nos termos da alínea anterior, por dia de atraso, a contar da data fixada na decisão do concedente que determinou a prestação das informações, até ao montante máximo global de (euro) 2 500 000.

3 - A aplicação de multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias depende de notificação prévia da concessionária pelo concedente para reparar o incumprimento e do não cumprimento, pela concessionária, do prazo de reparação fixado nessa notificação nos termos do número seguinte ou da não reparação integral da falta naquele prazo.

4 - O prazo de reparação do incumprimento é fixado pelo concedente de acordo com critérios de razoabilidade e tem sempre em atenção a defesa do interesse público e a manutenção em funcionamento da concessão.

5 - A concessionária pode, no prazo fixado na notificação a que se refere o número anterior, e em momento anterior ao da aplicação de quaisquer multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias, exercer por escrito o seu direito de defesa.

6 - É da competência do diretor-geral da DGEG a aplicação das multas contratuais e sanções pecuniárias compulsórias.

7 - Caso a concessionária não proceda ao pagamento voluntário das multas contratuais ou sanções pecuniárias compulsórias que lhe forem aplicadas no prazo de 20 dias a contar da sua fixação e notificação pelo concedente, este pode utilizar a caução para pagamento das mesmas.

8 - O valor máximo das multas estabelecido na presente base é atualizado em janeiro de cada ano, de acordo com o índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, publicado pelo INE, I. P., referente ao ano anterior.

9 - A aplicação de multas ou sanções pecuniárias compulsórias não prejudica a aplicação de outras sanções contratuais, nem isenta a concessionária de responsabilidade civil, criminal e contraordenacional em que incorrer perante o concedente ou terceiro.

Base XXXVII
Sequestro

1 - Em caso de incumprimento grave, pela concessionária, das obrigações emergentes do contrato de concessão, o concedente, através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, pode, mediante sequestro, tomar conta da concessão.

2 - O sequestro da concessão pode ter lugar, nomeadamente, quando se verifique qualquer das seguintes situações, por motivos imputáveis à concessionária:

a) Estiver iminente ou ocorrer a cessação ou interrupção, total ou parcial, do desenvolvimento da atividade objeto da concessão;

b) Deficiências graves na organização, no funcionamento ou no regular desenvolvimento da atividade objeto da concessão, bem como situações de insegurança de pessoas e bens;

c) Deficiências graves no estado geral das infraestruturas, instalações ou equipamentos que comprometam a continuidade ou a qualidade da atividade objeto da presente concessão ou a segurança do abastecimento do SNG.

3 - A concessionária está obrigada a proceder à entrega da concessão no prazo que lhe for fixado pelo concedente quando lhe for comunicada a decisão de sequestro da concessão.

4 - Verificando-se qualquer facto que possa dar lugar ao sequestro da concessão, observar-se-á, com as devidas adaptações, o processo de sanação do incumprimento previsto nos n.os 4 e 5 da base XLII.

5 - Verificado o sequestro, a concessionária suporta todos os encargos que resultarem para o concedente do exercício da concessão, bem como as despesas extraordinárias necessárias ao restabelecimento da normalidade.

6 - Logo que cessem as razões do sequestro, seja restabelecido o normal funcionamento da concessão e o concedente o julgue oportuno, a concessionária é notificada para retomar a concessão no prazo que lhe seja fixado.

7 - A concessionária pode optar pela rescisão da concessão caso o sequestro se mantenha por seis meses após ter sido restabelecido o normal funcionamento da concessão, sendo então aplicável o disposto na base XLIII.

8 - Se a concessionária não retomar a concessão no prazo que lhe for fixado, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

9 - No caso de a concessionária ter retomado o exercício da concessão e continuarem a verificar-se graves deficiências no mesmo, pode o concedente, através do membro do Governo responsável pela área da energia, ordenar novo sequestro ou determinar a imediata rescisão do contrato de concessão.

Capítulo X
Suspensão e extinção da concessão

Base XXXVIII
Casos de extinção da concessão

1 - A concessão extingue-se por acordo entre o concedente e a concessionária, por rescisão, por resgate e pelo decurso do respetivo prazo.

2 - A extinção da concessão opera a transmissão para o concedente de todos os bens e meios a ela afetos, nos termos previstos nas presentes bases e no contrato de concessão, bem como dos