



TEMAS DE ENERGIA

Reflexões de Direito da Energia

Filipe Matias Santos





REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

À minha mulher, Ana. Estruturante na minha vida.

FICHA TÉCNICA

Título:

Reflexões de Direito da Energia

Autor

Filipe Matias Santos

Edição:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3

1400-113 Lisboa

ISBN: 978-989-53010-5-8

Apesar do cuidado e rigor colocados na elaboração da presente obra, devem os diplomas legais dela constantes ser sempre objeto de comparação com as publicações oficiais.

As opiniões e interpretações expressas pelo autor são pessoais e não podem ser atribuídas à ERSE ou a terceiros.

abril 2021

ÍNDICE

Prefácio	7
Nota Biográfica do Autor	9
Nota Prévia	11
I – REGULAÇÃO	15
Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”	17
A Regulação do Setor Energético	37
Regulação e Proteção dos Consumidores de Energia	63
O Comercializador de Último Recurso no Contexto da Liberalização dos Mercados de Eletricidade e Gás Natural	87
A Resposta Regulatória à Covid-19 no Setor Energético Português	109
II - CONCESSÕES	117
As Concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da Regulação Económica Institucionalizada	119
Perspetivas Regulatórias sobre o Futuro da Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão	129
III – TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	145
O Binómio Energia-Ambiente- Políticas Públicas de Energia à Entrada dos Novos Anos 20	147
Transição Energética: Enquadramento e Desafios	165
The Regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies	177
IV – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	185
Contratualização de Eficiência Energética na Gestão da Procura – O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)	187
Bibliografia Principal	209



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

PREFÁCIO

Com muito gosto, respondo ao convite do Dr. Filipe Matias Santos para prefaciar este seu livro, que acolhe as suas *Reflexões sobre o Direito da Energia*, e reúne vários textos que, desde 2015, vem publicando em revistas e em obras coletivas.

A primeira nota que devo sublinhar é a do meu apreço pela qualidade rara do Dr. Filipe Matias Santos, de conciliar, com arte, o impecável desempenho das suas pesadas responsabilidades enquanto “head of legal” da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos com outras atividades de grande exigência e exposição, como a da lecionação (por exemplo, nos cursos de regulação do CEDIPRE, em que, sempre com brilhantismo, vem participando há já alguns anos) ou, como aqui se evidencia, da publicação de textos. Esta sua qualidade merece destaque, pelos resultados que produz, e também pela singularidade entre nós: não é, na verdade, frequente encontrarmos pessoas com altas responsabilidades na Administração Pública que, apesar disso, não se inibem de escrever sobre temas que se inscrevem diretamente nas áreas em que têm de tomar ou participar na tomada de decisões de grande relevância pública.

Quer nas suas preleções em debates abertos ou em aulas, quer nos seus escritos, o Dr. Filipe Matias Santos acrescenta sempre, enriquecendo, com as suas reflexões, quem o escuta ou lê.

É isto mesmo que irá certamente ocorrer agora, com a leitura, ou releitura, dos textos que reúne nestas suas *Reflexões*, que, sem surpresa, tocam os ângulos do direito da energia que o vêm ocupando: a regulação, as concessões, a transição energética e a eficiência energética. Trata-se, em todos os casos, de textos escritos por alguém que conhece os temas, que sabe do que fala, mas que, apesar disso, não deixa de salvaguardar as distâncias necessárias para elaborar uma reflexão cuidada e não consumida pelas exigências do imediato.

Pela profundidade e riqueza de cada texto, bem como pela variedade do conjunto, o livro que acolhe as *Reflexões sobre o Direito da Energia* é um porto seguro para receber quem queira conhecer alguns dos principais problemas e das mais acentuadas tendências da recente evolução do direito da energia.

Pedro Costa Gonçalves

Professor da Faculdade de Direito de Coimbra



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

NOTA BIOGRÁFICA DO AUTOR

Filipe Matias Santos é Diretor de Serviços Jurídicos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) desde 2013 e membro do *Legal Affairs Committee* do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER).

Licenciado em Direito e Mestre em Ciências Jurídico Empresariais pela *NOVA School of Law*, pós-graduado em Direito da Energia pela Faculdade de Direito de Lisboa (FDUL), realizou o *training program of the International Institute for Securities Enforcement and Market Oversight* da *U.S. Securities and Exchange Commission (SEC)*, o curso de Contabilidade e Finanças para não financeiros na *Católica Lisbon School of Business and Economics* e o *annual training on the Regulation of Energy Utilities* do *European University Institute*.

Advogado, trabalhou na Garrigues, na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e foi docente (convidado) no Instituto Superior de Gestão Bancária (ISGB). Foi membro do Conselho de Supervisão da APMEP – Associação Portuguesa de Mercados Públicos e é vogal da Mesa da Assembleia Geral do CEDIPRE – Centro de Estudos de Direito Público e Regulação.

Participa, com frequência, como orador em conferências setoriais e diversos cursos universitários na área da regulação, das ciências criminais e do direito da energia.

Para além da tese de mestrado, com o título *Divulgação de Informação Privilegiada – O Dever de Divulgação de Informação Privilegiada no Mercado de Valores Mobiliários*, tem publicados cerca de duas dezenas de artigos que se dedicam a temas com relevância regulatória, a maioria na área da energia.



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

NOTA PRÉVIA

Este livro, sob o título *Reflexões de Direito da Energia*, reúne os principais artigos que tenho feito publicar, desde 2015, em revistas científicas e obras coletivas, sobre temas de direito da energia¹.

Trata-se de um contributo que pretende alargar e melhorar a discussão pública em torno do setor energético, num tempo de grandes transformações que interessam a todos, e que tem conhecido grande expansão pública e um número de interessados crescente.

Abordar os temas da energia é, por natureza, uma tarefa desafiante em razão dos seus domínios serem vastíssimos (*Oil & Gas, Power, Renewables, Energy Efficiency*), das suas imensas interseções setoriais (*v.g. clima, transportes, infraestruturas, mercados financeiros*), e por estarmos perante mercados globais com uma complexidade proporcional à sua enorme relevância económica e ambiental.

Os textos publicados, agora organizados sistematicamente, centram-se nas indústrias de rede da eletricidade e do gás natural, com breves incursões na mobilidade elétrica e nos combustíveis derivados do petróleo e biocombustíveis, e procuram criar um fio condutor que permita não só uma descrição jurídica das realidades, mas também alicerçar o pensamento setorial.

Um primeiro grupo de textos é dedicado à regulação, o objeto central da obra e o ponto de vista natural de que parte o autor nas reflexões produzidas. Este capítulo procura explicar e refletir o amadurecimento do movimento de *liberalização* dos setores da eletricidade e do gás natural, com o imprescindível *unbundling* e desverticalização das atividades, que permitiu o acesso por terceiros às redes e a abertura à concorrência, tendo por objetivo a criação do mercado interno da energia (europeu), balizado pela regulação pública e pelos três grandes objetivos do reconhecido *trilema energético*: segurança do abastecimento, sustentabilidade ambiental e competitividade.

Neste âmbito incluem-se, entre outras, questões relativas aos réditos, ou proveitos permitidos (*allowed revenues*) obtidos pelas empresas reguladas, e correspondentes tarifas pagas pelos consumidores, que continuam a avultar de entre as atividades regulatórias, embora cada vez mais partilhem e disputem espaço com outros temas impactantes.

¹ Não foram incluídos, por respeito à delimitação temática, nem artigos publicados anteriormente, nem os artigos que fiz publicar no mesmo período sobre enforcement e direito sancionatório.

O segundo colige artigos dedicados às concessões no setor elétrico, dada a sua relevância estrutural na atribuição da titularidade das atividades de operação das redes, as relações triangulares que geram (concedente, concessionário e regulador) – atenta a diferença entre a regulação *por agência* e regulação *por contrato* – e que teve como razão mais próxima o aproximar do termo das atuais concessões de energia elétrica em baixa tensão, suscetíveis de gerar um momento de *concorrência pela rede*.

O terceiro é dedicado à compreensão da *transição energética* em curso, permitida pelas políticas públicas prosseguidas (incluindo os diferentes regimes de apoio – *support schemes*) e pelo desenvolvimento tecnológico, que se traduz na crescente eletrificação da economia, num quadro de aumento da produção renovável descentralizada, e que representa uma verdadeira mudança de paradigma da matriz energética. Neste âmbito, desponta ainda um fenómeno de *democratização* no acesso à geração, permitido e impulsionado pela possibilidade de os consumidores, isolada ou coletivamente, nomeadamente quando organizados em *energy communities*, poderem produzir eletricidade para autoconsumo (e consumo repartido) ou vendê-la, utilizando a rede pública e criando casos de distinção ténue entre a procura e a oferta.

Por fim, deixa-se um contributo sobre a eficiência energética, matéria que tem vindo a ganhar uma crescente autonomia, dada a necessidade de compatibilizar a finitude dos recursos com a busca de novos ganhos de eficiência económica, evitando a vaticinada *tragedy of the commons*, corrigindo externalidades e promovendo um uso mais eficiente dos recursos.

Espera-se que o interesse pelas matérias possa, em especial na comunidade jurídica, levar ao aprofundamento dos temas, contribuindo para um diálogo interdisciplinar com o qual todos teremos a ganhar.

Lisboa, 5 outubro de 2020

Filipe Matias Santos

REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

COLEÇÃO
ESTUDOS
DE ENERGIA

I – REGULAÇÃO

- Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”
- A Regulação do Setor Energético
Regulação e Proteção dos Consumidores de Energia
- O Comercializador de Último Recurso no Contexto Da Liberalização Dos Mercados De Eletricidade E Gás Natural
- A Resposta Regulatória à Covid-19 no Setor Energético Português





REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

I – REGULAÇÃO

■ Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”¹

Introdução

A 25 de fevereiro de 2015 foi lançada, pela Comissão Europeia, a estratégia para o estabelecimento da União da Energia, que constitui assumidamente uma das prioridades da atual Comissão.

A energia passa, por esta via, a fazer parte do núcleo de setores estratégicos que integra os quatro processos fundamentais de integração europeia em curso, a par da União dos Mercados de Capitais, do Mercado Único Digital e da União Económica e Monetária (que inclui a União Bancária), ainda que este último se encontre num patamar mais aprofundado. A União Energética integra, assim, um movimento mais amplo, caracterizado pelo aprofundamento da integração de mercados, reforço da regulação no quadro de regras harmonizadas, bem como por uma maior partilha de competências no plano europeu e pelo reforço de poderes decisórios das Instituições da União Europeia.

Não obstante os desenvolvimentos entretanto conhecidos, designadamente as consultas públicas lançadas a 15 de julho de 2015, com o denominado “Summer package” e, mais recentemente, a 16 de fevereiro de 2016, com o “Sustainable energy security package”, é prematuro antecipar os contornos que a União Energética irá assumir.

Em todo o caso, independentemente das vicissitudes inerentes ao processo político desencadeado, este é o tempo certo para rever o caminho de integração europeia já percorrido nos domínios da energia, por forma a melhor compreender o sentido e alcance a que poderá assumir a política energética europeia.

Este artigo visa, pois, proporcionar uma visão panorâmica do movimento europeu de integração nos domínios da energia, da origem deste movimento até aos nossos dias, por forma a melhor perspetivar os possíveis contornos da União Energética que está em formação.

¹ Artigo anteriormente publicado em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, *A Regulação da Energia em Portugal 2007 - 2017*, Lisboa, 2016, pp. 33-55.

1. A Energia no início da integração europeia

O ideário da unidade europeia, sendo uma elaboração com raízes antigas, renasce no período pós II Guerra Mundial para assegurar uma ação solidária na reconstrução da Europa, instrumental à paz, e como tentativa de resposta imediata ao estado em que se encontravam as economias nacionais e à ameaça política que a Rússia soviética representava para as democracias ocidentais².

Alguns passos foram dados, logo nos anos 40, em diferentes domínios. No plano económico assistiu-se à criação da Organização para a Cooperação Económica Europeia (OECE)³ – a atual Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) – que, ao tempo do *European Recovery Programme* (Plano Marshall), tinha justamente como objetivos o relançamento económico, a eliminação gradual de restrições ao comércio e a instituição de uma União Europeia de Pagamentos (que veio a ser aprovada mais tarde). No plano da defesa comum foi, então, criada a União Ocidental – depois, União da Europa Ocidental (UEO) – e, mais tarde, em aliança com os EUA e o Canadá, a NATO/OTAN, baseada no Tratado do Atlântico Norte⁴.

Os receios de perda de soberania, comuns a vários Estados, e a posição do Reino Unido, que já então integrava a Commonwealth⁵, impediram que no pós-guerra fossem registados maiores avanços no plano da integração europeia. Ainda assim, no plano político foi criado o Conselho de Europa⁶ visando a proteção dos direitos humanos, o qual veio a aprovar em Roma, a 4 de novembro de 1950, a Convenção Europeia dos Direitos do Homem⁷.

No plano energético os primeiros passos são dados logo na década seguinte, concretamente em 1952 – ainda antes da instituição da Comunidade Económica Europeia (CEE) – com a criação da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), e mais tarde, em 1957, conjuntamente com a CEE, com a constituição da Comunidade Europeia da Energia Atómica (CEEA), também designada por EURATOM.

² Vide Ana Maria Guerra MARTINS – *Manual de Direito da União Europeia*, Almedina, 2014, pp.57-71; André Gonçalves PEREIRA, Fausto de QUADROS – *Manual de Direito Internacional Público*, 3.ª Edição, Almedina, 2001, pp. 576-582, 583-588, 595-602, 603-626

³ A OCDE, então designada por Organização para a Cooperação Económica Europeia (OECE), foi instituída por Convenção celebrada em Paris em 1948 – Diário do Governo n.º 174, I Série, de 28/07/1961.

⁴ Tratado assinado em Washington, DC a 4 de abril de 1949, por 12 Estados fundadores, entre os quais Portugal.

⁵ “É imperioso construir uma espécie de Estados Unidos da Europa (...) Nós, Britânicos, temos a nossa própria “Commonwealth” de Nações” – cf. «Discurso de Winston Churchill» (pronunciado em Zurique, a 19 de setembro de 1946, *60 anos de Europa* – os grandes textos da construção europeia, Gabinete em Portugal do Parlamento Europeu, pp. 15.

⁶ Organização internacional fundada a 5 de maio de 1949, sendo a mais antiga instituição europeia em funcionamento.

⁷ <http://www.conventions.coe.int/>

Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA)

No dia 9 de Maio de 1950, propulsionado por Jean Monnet, Robert Schuman, então Ministro dos Negócios Estrangeiros francês, apresentou uma proposta (Declaração Shuman) que levou à subordinação do conjunto da produção franco-alemã de carvão e de aço a uma instituição europeia supranacional, numa organização aberta à participação dos outros países da Europa, lançando as bases do que é hoje a União Europeia⁸.

A Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), destinada a organizar a livre circulação do carvão e do aço, bem como o livre acesso às fontes de produção, instituída em julho de 1952⁹, assumiu à data a maior importância no domínios energético, atenta a importância que o carvão assumia, enquanto matéria-prima, na produção de eletricidade. Ao abrigo desta primeira Comunidade, diferentes Estados europeus aceitaram renunciar a parte da sua soberania nacional, em setores da economia particularmente importantes, em benefício de uma instituição europeia supranacional. Destarte, no âmbito da CECA, foi instituída a Alta Autoridade como um órgão de decisão independente dos Estados-Membros, sem prejuízo das atribuições do Conselho e da Assembleia, que ficou mandatada para atuar no interesse geral da Comunidade, sem receber ordens. Complementarmente, um Tribunal próprio passou a assegurar o controlo do Direito na interpretação e aplicação do Tratado e dos regulamentos de execução. Através desta Comunidade foi dado o primeiro grande passo para a integração europeia. Por isso mesmo, a CECA é reconhecida como a primeira das Comunidades Europeias¹⁰.

Comunidade Europeia da Energia Atómica (EURATOM)

O sucesso verificado com a constituição da CECA, num quadro de crise energética europeia, levou a que a Assembleia desta Comunidade propusesse a extensão dos poderes desta organização a outras formas de energia. Contudo, por razões políticas e atentos os receios associados ao possível uso militar da energia nuclear, os seis Estados fundadores (Alemanha, Bélgica, França, Itália, Luxemburgo e Países Baixos) acabaram por preferir fundar, a 25 de março de 1957, uma nova Comunidade: a CEEA (Comunidade Europeia da Energia Atómica), também designada por EURATOM.

Esta comunidade foi criada, juntamente com a Comunidade Económica Europeia (CEE), pelo Tratado de Roma, tendo por objetivo o desenvolvimento da energia nuclear europeia e a garantia do seu uso regular

⁸ *Os grandes textos da construção europeia*, Gabinete em Portugal do Parlamento Europeu, pp. 24-25.

⁹ Tratado que institui a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço, assinado a 18 de abril de 1951, entrou em vigor em 25 de julho de 1952.

¹⁰ Kim TALUS – *EU Energy Law and Policy, A Critical Account*, Oxford, 2013, pp. 15.

futuro¹¹. Para tanto, o Tratado estabelece dois organismos próprios, a Agência de Aproveitamento e o Serviço de Salvaguardas. A CEEA teve sempre competências no domínio da energia nuclear limitadas aos fins civis, designadamente para desenvolver a utilização pacífica da energia nuclear, para evitar a proliferação de armas nucleares, coordenar os programas de investigação dos Estados-Membros e facilitar e assegurar o fornecimento e a utilização de combustíveis nucleares. Todavia, perante insuficiências normativas e a subsistência de divergências nacionais acentuadas, nem sempre esta Comunidade logrou alcançar os intentos de integração inicialmente planeados. A EURATOM subsiste, hoje, com uma natureza jurídica distinta face à União Europeia, e continua a contribuir no âmbito dos conhecimentos, das infraestruturas e do financiamento da energia nuclear, garantindo o abastecimento de energia nuclear no âmbito de um sistema de controlo centralizado.

2. As décadas de permeio

As décadas seguintes ficaram marcadas pelas crises do petróleo¹². A primeira, em 1973, desencadeada num contexto de *deficit* de oferta que teve como pano de fundo o conflito israelo-árabe (Guerra do Yom Kippur) e o posicionamento da Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP) face à posição tomada pelos Estados Unidos da América¹³.

Esta crise desencadeou a fundação da Agência Internacional da Energia, sediada em Paris, com o propósito de auxiliar na coordenação de uma resposta coletiva às grandes ruturas no abastecimento de petróleo através da libertação de *stocks* de petróleo de emergência para os mercados¹⁴, bem como um sistema de emergência no seio Comunitário baseado na limitação da utilização do gás natural¹⁵ e o estabelecimento de obrigações de notificação à Comissão, por parte dos Estados-Membros, relativas a consumos, importações, investimentos e preços energéticos¹⁶.

¹¹ Kim TALUS – *EU Energy Law and Policy, A Critical Account*, Oxford, 2013, pp. 15.

¹² Ainda assim, antes disso, as instituições comunitárias já haviam adotado a Diretiva n.º 68/414/CEE, de 20 de dezembro, que obriga os Estados-Membros da CEE a manterem um nível mínimo de existências de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos.

¹³ José Carlos Vieira de ANDRADE, Rui de Figueiredo MARCOS (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Instituto Jurídico, Coimbra, 2013, pp. 26-34; Flávio G. I. Inocêncio – *A Organização dos Países Exportadores de Petróleo: o caso de Angola*, Chiado Editora, 2015.

¹⁴ José Carlos Vieira de ANDRADE, Rui de Figueiredo MARCOS (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Instituto Jurídico, Coimbra, 2013, pp. 29-30; Flávio G. I. Inocêncio – *A Organização dos Países Exportadores de Petróleo: o caso de Angola*, Chiado Editora, 2015.

¹⁵ Diretiva do Conselho 75/404, de 13 de Fevereiro de 1975, relativa à limitação da utilização de gás natural nas centrais elétricas (que viria a ser revogada pela Diretiva do Conselho 91/148/CEE, de 18 de março de 1991).

¹⁶ Obrigações que acresceram às previstas no Regulamento (CEE) n.º 1056/72 do Conselho, de 18 de maio de 1972 relativas aos projetos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da eletricidade

A segunda, já nos anos 80, no contexto da guerra entre dois dos maiores produtores de petróleo, o Irão e o Iraque, o que conduziu à redução da produção e, conseqüentemente, ao aumento dos preços. Apenas no final da década de 1980 a promoção da integração dos mercados energéticos nacionais num verdadeiro mercado interno da energia passou a estar na agenda do Conselho da União Europeia.

A Comissão Europeia publicou, em 1998, um primeiro Livro Verde sobre a implementação do mercado interno da energia¹⁷. O documento postulava que a abertura à concorrência entre elétricas do espaço europeu permitiria alcançar ganhos de eficiência, baixar os preços para os consumidores e aumentar a competitividade para a indústria, impulsionando o crescimento económico e a melhoria do bem-estar social. Para tanto foram identificadas medidas concretas. A primeira consistia na harmonização de regras e normas técnicas, na abertura dos mercados públicos e na remoção de barreiras fiscais. Depois, a necessidade de aplicação efetiva das normas do Tratado em matéria de concorrência ao direito da energia. A terceira medida envolvia procurar um equilíbrio satisfatório entre a competitividade da energia e as questões ambientais. Por fim, era defendida a necessidade de adoção pelo Conselho de regras específicas em matéria energética¹⁸.

Todavia, os Estados-Membros recusaram a introdução de qualquer referência explícita a competências energéticas no Ato Único Europeu, que teve por objetivo o relançamento do processo de construção europeia com vista a concluir a realização do mercado interno. Mais tarde, na Conferência Intergovernamental de Roma de 1990, que procedeu à assinatura do Tratado de Maastricht, vieram recusar acrescentar normas relativas à “política energética comum”, tendo apenas reconhecido que a criação de um mercado comum implicava medidas nos domínios da energia.

De outro passo, surgiram casos que evidenciaram barreiras ao comércio transfronteiriço de energia entre Estados-Membros. Exemplo paradigmático é o interesse de Portugal na aquisição de energia nuclear produzida pela EDF- Électricité de France, que esbarrou nos preços cobrados por Espanha pelo transporte¹⁹ (*pancaking*). O que contribuiu para o ambiente político mais recetivo à integração dos mercados energéticos que, como veremos, terá tradução, sobretudo, no Tratado de Lisboa que consagra a energia como uma competência partilhada entre a União e os Estados-Membros.

¹⁷ COM/88/238.

¹⁸ Per Ove EIKELAND – The Long and Winding Road to the Internal Energy Market – Consistencies and inconsistencies in EU policy, FNI Report 8/ 2004.

¹⁹ Angus JOHNSTON, Guy BLOCK – *EU Energy Law*, Oxford, 2012, pp. 15-16.

3. Os três «pacotes energéticos» europeus

A inexistência, até ao Tratado de Lisboa, de previsão expressa nos Tratados não impediu, contudo, as instituições comunitárias de adotarem medidas nos domínios da energia, socorrendo-se de disposições referentes à concorrência e ao ambiente²⁰. O caminho trilhado na energia acabou por seguir o movimento liberalizador iniciado no setor das telecomunicações²¹.

O «primeiro pacote» energético europeu

Na sequência da aprovação de Diretivas relativas à transparência dos preços e ao trânsito de eletricidade e gás natural nas grandes redes²², foram aprovadas as primeiras Diretivas que estabelecem regras comuns para o mercado de eletricidade e do gás natural: a Diretiva n.º 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro, e a Diretiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de junho.

Partindo de uma realidade assente em empresas públicas monopolistas verticalmente integradas, as Diretivas que integram o designado «primeiro pacote» vieram fixar os *basic requirements* para a abertura à concorrência e o fim dos monopólios de importação de gás²³.

Estas Diretivas procuraram garantir a criação de sistemas transparentes e não discriminatórios de autorizações para novas instalações de produção e de instalações de gás natural, a separação (*unbundling*) contabilística (e da gestão, no caso dos operadores da rede de transporte de eletricidade²⁴) das atividades de produção, transporte e distribuição, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções da concorrência.

Foi também imposto, ainda que de forma limitada, o acesso de terceiros às redes (*TPA – third party access*), de forma não discriminatória, que permitisse aos consumidores elegíveis adquirirem energia

²⁰ Lourenço Vilhena de FREITAS – *Direito Administrativo da Energia*, AAFDL, 2013, p. 11, Carla Amado GOMES – «O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais», *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, p. 73; Carla Amado GOMES, Tiago ANTUNES – «O Ambiente e o Tratado de Lisboa: uma relação sustentada», *A União Europeia segundo o Tratado de Lisboa* (aspectos centrais), Coord. Nuno PIÇARRA, Almedina, 2011, pp. 205-233.

²¹ Pedro GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, pp. 70-91, Vítor SANTOS – «A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios», *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26.

²² Diretiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de junho de 1990, que estabeleceu um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e eletricidade, e as Diretivas 90/547/CEE do Conselho, de 29 de outubro, e 91/296/CEE do Conselho, de 31 de maio.

²³ Christopher W. JONES – *EU Energy Law*, The Internal Energy Market, Vol. I, Claeys & Castels, 2006, pp. 8-11.

²⁴ Artigo 7.º, n.º 6 da Diretiva.

(inclusive transfronteiriça) junto dos produtores e aprovisionadores (que estariam, por esta via, sujeitos à concorrência). No setor elétrico, os Estados-Membros podiam, contudo, estabelecer que o acesso de terceiros fosse regulado ou negociado, bem como a adoção de um modelo de comprador único, entendido como a pessoa coletiva que, na rede em que se encontra estabelecida, era responsável pela gestão unificada do sistema de transporte e/ou pela compra e venda centralizadas de eletricidade.

O «segundo pacote» energético europeu

O «segundo pacote» energético europeu data de 2003 e integra as Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, revogando as anteriores, bem como o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, de 26 de junho, e n.º 1775/2005, de 28 de setembro, relativos às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e às condições de acesso às redes de transporte de gás natural, respetivamente.

Estas Diretivas vieram estabelecer regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, promovem o aprofundamento do percurso já trilhado pelas anteriores Diretivas, aprofundando o *unbundling*, o acesso às redes por terceiros e o caminho liberalizador promotor da concorrência, inclusive transfronteiriça, através de mercados competitivos, seguros e ambientalmente sustentáveis, nos quais os agentes atuem com transparência e sem discriminações. Em contraponto, por estarem em causa serviços de interesse económico geral²⁵, são reforçadas preocupações em torno da segurança do abastecimento e permite-se expressamente que os Estados-Membros imponham obrigações de serviço público (*public services obligations*) e de proteção dos consumidores, podendo designar comercializadores de último recurso (CUR) por forma a garantir a proteção dos consumidores economicamente vulneráveis²⁶.

Assim, concretizando, este «segundo pacote» veio impor um calendário para abertura dos mercados, em condições de reciprocidade. O *unbundling* passou a exigir a separação jurídica dos operadores das redes de transporte e de distribuição, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com o transporte ou com a distribuição (forçando a fragmentação empresarial, ainda que permitindo uma constelação de entidades dentro do mesmo

²⁵ Vital MOREIRA – «Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 547-563, Pedro GONÇALVES – *A concessão de serviços públicos*, Almedina, 1999, pp. 36 e 37; Pedro GONÇALVES, Licínio Lopes MARTINS – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 198-224.

²⁶ Sobre a comercialização de último recurso *vd.* Filipe Matias SANTOS – «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, pp. 90-115.

grupo económico), bem como a adoção de Códigos de Conduta. O acesso de terceiros às redes (TPA) passou a ter de ser sempre regulado, com exceção do armazenamento subterrâneo.

Adicionalmente, foram estas Diretivas que vieram estabelecer a obrigação de os Estados-Membros designarem Entidades Reguladoras totalmente independentes dos interesses do sector da eletricidade e do gás natural, que garantissem, pelo menos, a não discriminação, uma concorrência efetiva e o bom funcionamento do mercado. De entre as competências especificadas, veio prever-se que as Entidades Reguladoras dispusessem de poderes em matérias tarifárias.

No que respeita ao setor elétrico, este «pacote» reflete o reforço da influência política dos movimentos ambientalistas iniciada na década de 90 (Rio, 1992 e Quioto, 1997), bem como as dificuldades no acesso às fontes energéticas primárias. A aposta passou pelo desenvolvimento de fontes de energia renovável na produção de eletricidade (Diretiva 2001/77/CE, de 27 de setembro), pelos processos de co-geração (Diretiva 2004/8/CE, de 11 de fevereiro)²⁷.

No setor gasista passou a exigir-se o estabelecimento de critérios objetivos e não discriminatórios, tornados públicos, a cumprir quando a construção e/ou exploração de instalações de gás natural, ou um pedido de autorização para o fornecimento de gás natural esteja dependente de atos permissivos a praticar pelo Estado; exigindo-se ainda abertura dos mercados e reciprocidade, direito de acesso a terceiros através de acesso regulado e negociado.

Foi neste quadro que foram estabelecidos *fora* neutrais e informais que passaram a constituir, até aos dias de hoje, plataformas de discussão e de troca de experiências²⁸ e que, no plano regional em que Portugal se insere, foi celebrado o Acordo para a Constituição do Mercado Ibérico da Energia (MIBEL)²⁹.

O «terceiro pacote» energético europeu

Por fim, foi aprovado um «terceiro pacote» energético europeu que integra as Diretivas n.º 2009/72/CE e 2009/73/CE, ambas de 13 de julho, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural, o Regulamento n.º (CE) 713/2009, de 13 de julho, institui a Agência de

²⁷ Susana Tavares da SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 80-81.

²⁸ O primeiro Fórum sobre eletricidade (European Electricity Regulatory Forum) teve lugar, em Florença em 1998 (Florence Forum), e o segundo, sobre o gás natural (European Gas Regulatory Forum), em Madrid, em 1999 (Madrid Forum).

²⁹ Também designado por Acordo de Santiago de Compostela. *Vd.* Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 20 de abril. Sobre o MIBEL *vd.* Susana Tavares da SILVA – «MIBEL: o início do embuste», *Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 14, 2004, pp. 31 e ss., Susana Tavares da SILVA – «O Mibel e o mercado interno da energia», *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 279-307, Gustavo ROCHETTE – «O Mercado Ibérico de Energia Elétrica: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal», *DaeDe, Working Papers Direito da Energia*, n.º 1 de 2015.

Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), e os Regulamentos n.º (CE) 714/2009 e n.º 715/2009, também de 13 de julho, que estabelecem as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço e instituem a Rede Europeia dos Operadores da Rede de Transporte de eletricidade (REORT- eletricidade) e gás natural (REORT – gás natural), geralmente designados pelos acrónimos ENTSO-E³⁰ e ENTSOG³¹.

O «terceiro pacote», além de revelar preocupações com a eficiência energética/gestão da procura e com a proteção da produção descentralizada (no que respeita à energia elétrica), coloca um maior enfoque na proteção dos consumidores de energia e nos direitos destes (conservando a possibilidade de serem estabelecidas obrigações de serviço público), procedendo ainda a um aprofundamento das disposições que visam evitar discriminações, subsidias cruzadas e distorções da concorrência, prosseguindo o caminho liberalizador na senda da criação do mercado interno³².

O novo enquadramento veio obrigar à adoção de novas medidas no sentido do reforço da disciplina da separação das atividades de produção e comercialização relativamente à operação das redes de transporte – como meio para atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia integrado que permita a implementação de uma concorrência de mercado mais eficaz, sem subsidias cruzadas. O aprofundamento do *unbundling* passa por exigir a separação patrimonial dos operadores das redes de transporte (*full ownership unbundling*), ainda que permita a adoção de modelos alternativos (*Independent System Operator (ISO)* e *Independent Transmission Operators (ITO)*), sob condição da sujeição a uma regulação mais intrusiva. O *full ownership unbundling* implica a supervisão contínua dos conflitos de interesses no que respeita aos acionistas e membros dos órgãos de administração e fiscalização dos operadores das redes de transporte, impedindo que as partes com interesses na comercialização e/ou produção de eletricidade e/ou gás natural de exercerem influência sobre aqueles operadores. Não obstante, a separação patrimonial não ser exigida aos operadores das redes de transporte, estes ficam obrigados à independência no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões face a outras atividades, bem como à elaboração de um programa de conformidade.

Destaca-se, também, o reforço da independência dos reguladores nacionais, que passam a ter de ser pessoas juridicamente distintas e funcionalmente independentes não só das empresas, mas também de qualquer entidade pública, e a imposição de um alargamento significativo das suas competências regulatórias no eixo relacional entre o Estado e o mercado. Os reguladores nacionais, conservando poderes em matéria tarifária e no âmbito das questões relacionadas com as interligações, ganharam competências relativamente aos planos de investimento dos operadores das redes nacionais, de

³⁰ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

³¹ European Network of Transmission System Operators for Gas.

³² Filipe Matias SANTOS- «Regulação e Proteção dos Consumidores de energia», Jorge Morais CARVALHO (Coord.), *I Congresso de Direito do Consumo*, Coimbra, Almedina, 2016, pp. 229-258.

supervisão dos mercados, bem como de *enforcement*, incluindo poderes sancionatórios dissuasivos, superando a lógica de *naming and shaming*. Além disso, as Entidade Reguladoras, em articulação estreita com a ACER, passaram a desempenhar um papel relevante nos domínios das infraestruturas energéticas transeuropeias (designadamente no que respeita aos Projectos de Interesse Comum (PIC)³³ no âmbito do mecanismo *Connecting Europe Facility* (CEF)), na articulação dos planos de investimento nacionais com os planos de desenvolvimento das redes à escala comunitária (“10-year network development plan”), bem como na elaboração das orientações-quadro, no âmbito da ACER, relativas aos Regulamentos da UE, designados por Códigos de Rede (*Network Codes*) relativos a questões transfronteiriças ou à integração do mercado.

Posteriormente, por força do Regulamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT), complementado pelo Regulamento de Execução (UE) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro³⁴, foram estabelecidas regras sobre a integridade e transparência dos mercados grossistas de energia, que impõem aos participantes do mercado o registo junto das Entidades Reguladoras nacionais, a quem cabe a supervisão dos mercados grossistas, a publicação de informações privilegiadas (eliminando assimetrias informativas) e o registo de transações, incluindo ordens de negociação realizadas no mercado grossista de energia e de dados fundamentais de mercado (*data collection*), comunicando à ACER (que partilha informações com as Entidades Reguladoras nacionais) as transações realizadas, prevendo-se ainda a punição do abuso de informação e da manipulação de mercado. A transparência, integridade e liquidez dos mercados visa, justamente, promover a confiança dos investidores e a formação regular dos preços em benefício último dos consumidores.

4. Dimensões externas: Carta da Energia e Comunidade da Energia

Paralela e complementarmente ao aprofundamento das regras plasmadas no direito da União Europeia, que têm em vista a criação de um mercado interno da eletricidade e do gás natural, a União Europeia e os Estados-Membros que a integram, deram ainda outros passos no domínio da energia tendo presente, designadamente, a segurança do abastecimento.

Assim, na sequência da queda do muro de Berlim e do desmembramento da União Soviética, a 17 de dezembro de 1991, foi assinada por países da OCDE, da Europa Central e da antiga União Soviética, a

³³ Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.

³⁴ Regulamento relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.ºs 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.

Carta Europeia da Energia que, mais tarde, a 17 de dezembro de 1994³⁵, levou à celebração do Tratado da Carta da Energia³⁶, que protege os investimentos diretos estrangeiros no setor energético realizados por um privado de qualquer Estado signatário realizados no território de um qualquer outro Estado signatário, submetendo os litígios à arbitragem internacional do investimento.

Seguindo o princípio da “nação mais favorecida” ou o tratamento concedido aos seus próprios investidores (segundo o regime mais favorável), os investidores estrangeiros das partes contratantes podem ficar protegidos contra os mais importantes riscos políticos no país recetor³⁷. Em matéria de resolução de diferendos entre um investidor e uma parte contratante, em certas condições, o investidor pode optar por recorrer à arbitragem internacional (*Convention on the Settlement of Investment Disputes between States and Nationals of other States* (ICSID), tanto pela Convenção de Washington quanto pelo Mecanismo Complementar, arbitragem *ad hoc* segundo as UNCITRAL Rules ou Centro de Arbitragem da Câmara de Comércio de Estocolmo)³⁸. Para além de prever um conjunto de mecanismos jurídicos de proteção do investimento e de resolução de conflitos, o Tratado da Carta da Energia regula, ainda, o livre comércio de materiais e de produtos energéticos, a facilitação do seu transporte e, por fim, a eficiência energética e a proteção do ambiente.

Adicionalmente³⁹, no rescaldo dos conflitos armados ocorridos, enquanto instrumento de política externa de apoio à integração progressiva dos países dos Balcãs Ocidentais⁴⁰, a União Europeia estendeu o *acquis communautaire* nos domínios da energia (eletricidade e gás natural) a um conjunto de países que não são membros da União Europeia, por força do Tratado que institui a Comunidade da Energia⁴¹ (em vigor desde julho de 2006) que cria um mercado integrado do gás natural e da eletricidade na Europa do Sudeste, sem fronteiras internas entre as Partes, proibindo geralmente direitos aduaneiros e restrições quantitativas à importação e exportação de energia. Para tanto o Tratado estabelece a

³⁵ Recentemente, em 2015 esta Carta foi atualizada pela denominada nova “International Energy Charter”.

³⁶ Tratado assinado, em Lisboa, pelo conjunto dos signatários da Carta de 1991, com exceção dos Estados Unidos e do Canadá, destinado a promover a cooperação industrial Leste-Oeste prevendo garantias jurídicas em domínios como os investimentos, o trânsito, o comércio e a resolução de litígios.

Foi ainda assinado, na mesma data, o Protocolo relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados.

³⁷ Giuliana Magalhães RIGONI – «A Regulamentação dos Investimentos Internacionais no Tratado da Carta da Energia», *Revista da Faculdade de Direito da UFMG*, Belo Horizonte, nº 51, jul. – dez., 2007, p. 116-129.

³⁸ Manuel P. BARROCAS – «A Arbitragem na União Europeia, 10º Congresso Internacional do Direito da Energia», Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia, São Paulo, setembro 2015; Giuliana Magalhães RIGONI – «A Regulamentação dos Investimentos Internacionais no Tratado da Carta da Energia», *Revista da Faculdade de Direito da UFMG*, Belo Horizonte, nº 51, jul. – dez., 2007, p. 116-129.

³⁹ Existem outros programas e parceria, como INOGATE, operacional desde 1996, que envolve a União Europeia e onze Estados da Europa de Leste, Cáucaso e Ásia central, e a União para o Mediterrâneo (que teve na origem a Parceria Euro-Mediterrânica), que constitui uma comunidade de países que circundam o Mar Mediterrâneo e que cooperaram, entre outros domínios, na área da energia.

⁴⁰ À data eram partes contratantes Albânia, Bósnia Herzegovina, Bulgária, a Croácia, a Macedónia, a Roménia, o Kosovo, a Sérvia e o Montenegro.

⁴¹ *Vd.* Decisão do Conselho de 29 de maio de 2006, relativa à celebração pela Comunidade Europeia do Tratado da Comunidade da Energia (2006/500/CE).

aplicação do acervo comunitário no conjunto dos Estados signatários do Tratado, ainda que de forma diferida no tempo, em matéria de energia, ambiente, concorrência e energias renováveis, bem como no respeito por normas comunitárias de âmbito geral relativas a sistemas técnicos, por exemplo no domínio dos transportes ou da conexão transfronteiras.

Tendo sido criada no seio dos países do Sudeste Europeu, na sequência de negociações encetadas em 2008 e concluídas em dezembro de 2009, em 2010 e 2011 verificou-se a adesão, respetivamente, da Moldávia⁴² e da Ucrânia⁴³ à Comunidade da Energia, que deixou assim de ter por referencial os Balcãs Ocidentais e passou a centrar-se na aplicação do direito europeu da energia a Estados não membros da União Europeia. A comprová-lo, confirmando que a criação do mercado energético Pan-Europeu está em marcha, atente-se que a Noruega, a Turquia, a Geórgia e a Arménia adquiriram o estatuto de observadores, que lhes permite assistir às reuniões dos órgãos da Comunidade da Energia.

5. Perspetivas sobre a “União Energética”

Não obstante os avanços obtidos ao longo do percurso descrito, é consabido que o objetivo da criação de um verdadeiro mercado interno nos setores da eletricidade e gás natural está longe de alcançado. Com efeito, não obstante o sucesso dos Estados-Membros e da União Europeia na garantia da concretização da segurança do abastecimento desde as crises petrolíferas dos anos 1970, subsistem no seio da União Europeia vinte e oito políticas energéticas nacionais que, porque incapazes de gerar sinergias suficientes, podem acarretar sobrecustos excessivos. Paralelamente, os *blackouts* sucessivos (ainda que controlados e temporalmente espaçados)⁴⁴, os riscos de segurança do abastecimento, materializados pelas interrupções temporárias no aprovisionamento de gás natural de 2006 e 2009 verificadas em

⁴² Vd. Protocolo relativo à adesão da República da Moldávia à Comunidade da Energia, celebrado em Viena a 27 de março de 2010.

⁴³ Vd. Protocolo relativo à adesão da Ucrânia à Comunidade da Energia, celebrado em Sofia a 24 de setembro de 2010.

⁴⁴ Por todo o mundo são conhecidos *blackouts*, sendo alguns dos historicamente mais conhecidos os ocorridos no Noroeste dos Estados Unidos, em 1965, e na Argentina, em 1976. Mais recentemente, é assinalável a crise elétrica da Califórnia ocorrida no início deste século (conhecida por *Western U.S. Energy Crisis of 2000 and 2001*) – cf. James .L. SWEENEY – «The California Electricity Crisis – Lessons for the Future», *The Bridge*, Volume 32, Number 2, Summer 2002, pp. 23-31 – bem o «apagão» ocorrido em 2003, quando perto de 50 milhões de pessoas de oito Estados dos Estados Unidos e do Canadá ficaram sem energia elétrica. V.g. Kim Talus – *EU Energy Law and Policy, A Critical Account*, Oxford, 2013, pp. 2; João J. E. Santana, Maria José Resende – *Refletir Energia*, ETEP – Edições Técnicas e Profissionais, 2006, pp. 147-149, No continente europeu são de assinalar o *blackout* que em 2003 afetou toda a Itália (com exceção das ilhas da Sardenha e Elba), por um período de 12 horas, e parte da Suíça, por 3 horas, afetando um total de 56 milhões de consumidores. Três anos mais tarde, já depois do episódio ocorrido em 2005 em Moscovo, no dia 4 de novembro de 2006 ocorreu um *blackout* de dimensão europeia, com origem na Alemanha (um operador da rede de distribuição alemão decidiu desligar uma linha de alta tensão no Norte da Alemanha para permitir a passagem de um navio num canal), que veio a afetar mais de 15 milhões de clientes por mais de duas horas. Este *blackout* acabou por ter um efeito em cascata que, em 28 segundos, fez-se sentir a nordeste, na Polónia, a oeste, em França, Bélgica, Países Baixos e Luxemburgo, e em Espanha, Portugal e Marrocos a sudeste. Para além disso, numa ótica estritamente nacional, o sul de Portugal, incluindo Lisboa, sofreu uma situação de *blackout* a 9 de maio de 2000, durante cerca de duas horas.

alguns Estados-Membros da Europa de Leste, e a recente crise na Ucrânia, assim como a vulnerabilidade evidenciada pelo *energy stress test*⁴⁵ realizado em 2014, vieram «despertar» a União Europeia para a necessidade urgente de promover e concretizar, finalmente, uma política energética europeia comum⁴⁶.

Tratado de Lisboa

Os primeiros passos decisivos foram dados em 2007 com a aprovação do Tratado de Lisboa, que veio atribuir, de forma inovadora, significativas competências à União Europeia em matéria energética⁴⁷. Por força do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, a energia passou a ser considerada uma matéria de competências partilhada entre a União e os Estados-Membros⁴⁸. Nos termos do seu Título XXI, são fixados como principais objetivos da política energética da União: garantir o funcionamento do mercado da energia, garantir a segurança do aprovisionamento energético; promover a eficácia energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis, e fomentar a interligação das redes energéticas⁴⁹. Para além disso, a energia surge especificada a propósito das medidas de política económica e da criação e desenvolvimento de redes transeuropeias⁵⁰.

Estratégia para o estabelecimento da União da Energia

Tendo presente as novas bases jurídicas relativas à energia⁵¹, em resposta aos inúmeros desafios que persistem⁵², a Comissão Europeia lançou a 25 de fevereiro de 2015 a estratégia para o estabelecimento

⁴⁵ COM(2014) 654 final

⁴⁶ Sobre a União Energética *vd.* Sami ANDOURA, Jean-Arnold VINOIS – *From the European Energy Community to the Energy Union, a policy proposal for the short and the long term*, Studies and Reports, Notre Europe, Jacques Delors Institute, janeiro de 2015; Leigh HANCHER, Adrien de HAUTECLOCQUE, Małgorzata SADOWSKA – *Report from Vienna Forum on European Energy Law*, 13 March 2015, Vienna; Rafael LEAL-ARCAS – «The creation of a European Energy Union», *European Energy Journal*, Volume 5, Issue 3, August 2015

⁴⁷ O projeto de Tratado que estabelecia uma Constituição para a Europa já incluía, inovatoriamente, a consagração de uma política comum para a energia.

⁴⁸ Artigo 4.º, n.º 2, al. i) do Tratado de Funcionamento da União Europeia (TFUE).

⁴⁹ Artigo 194.º do TFUE. Estes objetivos não afetam o direito de os Estados-Membros determinarem as condições de exploração dos seus recursos energéticos, a sua escolha entre diferentes fontes energéticas e a estrutura geral do seu aprovisionamento energético, sem prejuízo da alínea c) do n.º 2 do artigo 192.º do TFUE.

⁵⁰ Artigos 122.º e 170.º do TFUE.

⁵¹ Sem prejuízo, de outras disposições, como as relativas ao ambiente.

⁵² O relatório recorda que a União Europeia (o maior importador de energia do mundo) sofre de excessiva dependência face ao exterior em matéria energética, importando 53% da sua energia, com um custo anual de cerca de 400 mil milhões de euros e seis dos seus Estados-Membros dependem de um fornecedor externo único (Rússia) para todas as suas importações de gás; 75% do parque habitacional europeu é ineficiente do ponto de vista energético; 94% dos transportes dependem de produtos petrolíferos (90% dos quais importados) e os preços grossistas da eletricidade e do gás na Europa são, respetivamente, 30% e 100% mais elevados do que nos Estados Unidos – *Vd.* Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Estratégia europeia de segurança energética”, COM(2014)30; Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Eficiência energética e a sua contribuição para a segurança energética e o quadro político para o clima e a energia para 2030”, COM(2014)520.

de uma efetiva União Energética⁵³, que inclui um *roadmap*, de modo a completar o mercado interno europeu da eletricidade e do gás natural⁵⁴. Segundo a apresentação inicial, a União Energética procura dar uma resposta mais efetiva a três objetivos há muito definidos para a política energética da União Europeia: segurança do aprovisionamento, sustentabilidade e competitividade. A conceção da União da Energia é centrada em cinco dimensões que se reforçam mutuamente: segurança energética, solidariedade e confiança; integração do mercado interno da energia; eficiência energética enquanto contributo para a moderação da procura de energia; descarbonização da economia; e investigação, inovação e competitividade energéticas⁵⁵. *Brevitatis causae* cada uma destas dimensões traduz-se no seguinte:

A segurança do abastecimento visa, justamente, reduzir a dependência energética da União Europeia face a Estados terceiros (sobretudo a fornecedores únicos), promovendo um espírito de solidariedade entre os Estados-Membros (*solidarity clause*), fazendo melhor uso dos recursos endógenos e apostando na diversificação dos recursos e fontes de aprovisionamento dos diferentes Estados-Membros. Neste âmbito prevê-se uma possível avaliação de agregação voluntária da procura para aquisição coletiva de gás natural durante uma crise e nos casos em que os Estados-Membros dependam de um fornecedor único, prevendo-se que nos acordos intergovernamentais com países terceiros passem a ser avaliados *ex ante* e que a União fale a uma só voz nas negociações.

A realização do mercado interno implica que a energia possa circular livremente na União Europeia (como uma «quinta liberdade»), sem barreiras técnicas ou normativas que o obstaculizem – promovendo o cumprimento estrito das regras (*enforcement*) – por forma a que os fornecedores possam competir e oferecer melhores preços, otimizando todo o potencial das energias renováveis. Para tanto prevê-se que o mercado elétrico seja redesenhado, disponha de mais interconexões entre Estados-Membros e seja mais verde e responsável (abolição de subsídios nocivos ao ambiente).

A eficiência energética procura diminuir as necessidades de procura e, conseqüentemente, de importação, permitindo ainda reduzir as emissões de CO₂⁵⁶ e promover uma maior preservação dos recursos energéticos endógenos. A eficiência energética é repensada e perspetivada como uma fonte de energia que pode competir com a produção (substituindo-a parcialmente).

⁵³ COM(2015) 80 final.

⁵⁴ Comunicação da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimentos – “Energy Union Package”, COM(2015) 80 final.

⁵⁵ COM(2015) 80 final, pp. 1-4.

⁵⁶ O objetivo consiste, numa primeira fase, em reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em pelo menos 40% até 2030 em relação aos níveis de 1990. Adicionalmente, prevê-se a restauração do Comércio Europeu de Licenças de Emissões e aumentar o investimento em fontes de energia renovável.

A transição para uma economia de baixo carbono implica que a produção distribuída de energia, incluindo a renovável, possa ser injetada de forma fácil e eficiente nas redes, promovendo a liderança tecnológica da União Europeia na nova geração de renováveis e na mobilidade elétrica, favorecendo as exportações da indústria europeia.

Por fim, a liderança tecnológica, potenciada pela investigação e inovação energéticas ao nível da produção elétrica através de fontes de energias renováveis, do armazenamento de eletricidade, da exploração não convencional de gás natural (*vg. shale gas*), ou do transporte de energia e meios de informação e comunicação – aumentará os níveis de competitividade, que se poderão traduzir no aumento significativo das exportações, em crescimento económico e criação de emprego.

Para cumprimento destes objetivos, estão previstas quinze grandes medidas, que incluem a imposição da aplicação integral e rigorosa do cumprimento da legislação em vigor nos setores da energia e conexos, a diversificação do aprovisionamento de gás natural (revisão do atual regulamento relativo à segurança do aprovisionamento de gás, preparação da estratégia para o gás natural liquefeito (GNL), incrementar o acesso a fornecedores alternativos, nomeadamente do corredor meridional do gás, do Mediterrâneo e da Argélia, transparência e conformidade dos acordos intergovernamentais com a legislação da UE, apoio à execução de grandes projetos de infraestruturas, aprofundamento do quadro regulamentar instituído (incluindo o reforço das competências e independência da ACER). Incluem, ainda, o aprofundamento das estratégias regionais de integração do mercado como parte importante da transição para um mercado da energia plenamente integrado à escala da UE, aumentar a transparência dos custos e dos preços da energia, reforço das medidas de eficiência energética e descarbonização (nomeadamente nos setores do imobiliário e dos transportes), atento o quadro estratégico para o clima e a energia no horizonte de 2030, incremento das energias renováveis (incluindo uma nova política para a biomassa e os biocombustíveis sustentáveis), a aprovação da estratégia europeia para a investigação e a inovação em matéria de energia (incluindo um Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas), bem como o reforço da utilização dos instrumentos de política externa (incluindo a cooperação no domínio energético entre a UE e os países terceiros).

O “Pacote de Verão”

Dando sequência à iniciativa política inicial, a 15 de julho de 2015, a Comissão Europeia apresentou o denominado “Summer package”, que consiste em duas propostas legislativas e duas comunicações não legislativas. No plano legislativo prevê-se a revisão do regime de Comércio Europeu de Licenças de

Emissão (EU Emissions Trading System ou EU ETS)⁵⁷, por alteração da Diretiva n.º 2003/87/CE, de 13 de outubro, medida focada no combate às mudanças climáticas e na descarbonização da sociedade. Adicionalmente, está prevista a revisão das regras de rotulagem em matéria de Eficiência Energética⁵⁸, por revogação da Diretiva n.º 2010/30/UE, de 19 de maio, por forma a promover não só a redução das emissões, mas também alcançar poupanças aos consumidores, e reduzir a dependência da UE relativamente às importações de combustíveis fósseis.

As comunicações não legislativas, intituladas “Capacitar os consumidores de energia” (*Delivering a New Deal for Energy Consumers*)⁵⁹ e “Nova configuração do mercado da energia” (*New Energy Market Design*)⁶⁰, colocam em consulta estratégias específicas. A primeira propõe eixos de ação que permitam aos consumidores obviarem aos obstáculos que os impedem de fazer uma utilização plena do mercado interno da energia, assente em três pilares: melhor informação, maior poder de escolha e maior nível de proteção (o que implica, designadamente faturação e regras de publicidade mais claras, ferramentas fiáveis de comparação de preços, poder de negociação através de regimes coletivos), bem como *enforcement* no âmbito nacional. A segunda comunicação não legislativa lança uma consulta pública relativa ao modo como deve funcionar o mercado da eletricidade, incluindo uma nova configuração do mercado europeu de energia elétrica, por forma a otimizar a gestão dos recursos, tirando maior partido da concorrência transnacional, permitindo a produção descentralizada de energia elétrica, incluindo para consumo próprio, e apoiando a criação de empresas de serviços energéticos inovadoras, tendo presentes os objetivos climáticos.

Pacote sobre segurança energética sustentável

Mais recentemente, após o balanço realizado na comunicação sobre o “Estado da União da Energia”, de 18 de novembro de 2015⁶¹, e celebração do Acordo de Paris⁶², a Comissão apresentou, a 16 de fevereiro de 2016, um novo pacote denominado “*Sustainable energy security package*”. Este pacote, para além de introduzir Comunicações designadamente sobre a estratégia da UE para o “aquecimento e a refrigeração” e para o “gás natural liquefeito e de armazenamento de gás”, propõe a adoção de um novo Regulamento e de uma nova Decisão do Parlamento e do Conselho, que substituam o Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a

⁵⁷ 2015/148 (COD).

⁵⁸ COM(2015) 341 final.

⁵⁹ COM(2015) 339 final.

⁶⁰ COM(2015) 340 final.

⁶¹ Relatório que, volvidos nove meses, revela os progressos realizados desde a adoção da Estratégia-quadro da União da Energia – cf. COM(2015) 572 final.

⁶² Tratado alcançado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima. *Vd.* Decisão (UE) 2016/590 do conselho de 11 de abril de 2016.

garantir a segurança do aprovisionamento de gás, e a Decisão n.º 994/2012/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à criação de um mecanismo de intercâmbio de informações sobre acordos intergovernamentais entre Estados-Membros e países terceiros no domínio da energia.

As comunicações apresentam o gás natural liquefeito como uma alternativa enquadrável na melhor gestão do aprovisionamento a partir de fontes externas (diversificação das fontes, dos fornecedores e das vias de aprovisionamento), e sublinham que tem de ser feita uma aposta na moderação da procura, sobretudo por via da eficiência energética dos edifícios (cujo aquecimento e arrefecimento consomem metade da energia na União), bem como através do aumento da produção renovável.

As propostas legislativas visam prevenir e gerir situações de interrupções de aprovisionamento, reforçando a resiliência da União nos domínios energéticos, promovendo uma mudança da abordagem nacional para o campo regional, envolvendo os países membros da Comunidade da Energia, seguindo um princípio de solidariedade em caso de crise e de transparência e conformidade com o direito da União dos acordos intergovernamentais que sejam celebrados com países terceiros através de um processo de verificação *ex ante* a cargo da Comissão Europeia.

6. Nota conclusiva

A energia esteve presente na génese do movimento de integração europeia por via de dois dos três Tratados originais. Com efeito, quer o Tratado que institui a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (Tratado CECA), quer o Tratado que institui a Comunidade Europeia da Energia Atómica (EURATOM) refletem a centralidade das questões energéticas no processo inicial de integração europeia.

Paradoxalmente, a essencialidade do setor energético ajuda a explicar, igualmente, a relutância dos Estados-Membros na transferência de competências nos domínios da energia para entidades supranacionais (reserva de soberania). No seio comunitário o setor energético foi tido como um sector especial, tendencialmente excluído das regras do mercado e tradicionalmente sujeito a um maior intervencionismo estatal, vertido na criação de empresas públicas monopolistas verticalmente integradas – verdadeiros «campeões nacionais» – e/ou na planificação vinculante de empresas privadas. O movimento de integração comunitária do setor teve apenas início na década de 90, visando a criação de um mercado interno nos setores da eletricidade e do gás natural, o que veio determinar a abertura destes setores à concorrência, sob regulação pública setorial, impondo o progressivo abandono do modelo até então existente. O movimento liberalizante imposto por via Comunitária procurou aumentos de eficiência, conduziu à desintegração (*splitting up*) e, mais recentemente, ao *unbundling* dos monopólios

verticalmente integrados, instituindo mercados concorrenciais na produção e no fornecimento, no qual os agentes gozam do direito de livre acesso (*open-access*), transparente e não discriminatório às redes de transporte e de distribuição (*non-discriminatory third-party access to networks*), que permaneceram como monopólios naturais regulados⁶³.

Não obstante terem sido aprovados no domínio europeu – para além da Carta Europeia da Energia (1991)⁶⁴ e do respetivo Tratado (1994)⁶⁵ – três «pacotes» energéticos europeus (1996-98, 2003 e 2009), e de a energia ter, entretanto, por força do Tratado de Lisboa (2007), passado a constituir matéria de competência partilhada entre a União e os Estados-Membros, o objetivo da criação de um verdadeiro mercado interno nos setores da eletricidade e gás natural está longe de alcançado.

Foi em resposta aos inúmeros desafios que persistem que a Comissão Europeia apresentou a estratégia para o estabelecimento de uma efetiva «União Energética», de modo a completar o mercado interno europeu da eletricidade e do gás natural⁶⁶.

As medidas já apresentadas indiciam avanços profícuos no sentido da integração de mercados, potenciando o aumento da concorrência e, concomitantemente, o reforço da sua resiliência, num quadro de redução do impacto ambiental, de diversificação das fontes de aprovisionamento e de maior transparência e solidariedade entre os Estados-Membros, bem como de maior participação dos consumidores na organização dos mercados. É expectável que, no plano da governação, se verifique um reforço das competências da ACER, incluindo poderes para tomar decisões diretas vinculativas e para a supervisão de entidades *supra* nacionais, incluindo poderes de *enforcement*. A União da Energia distinguir-se-á, ainda, de outras iniciativas, como a Comunidade da Energia, por consagrar não um alargamento, mas sim uma verdadeira e efetiva integração europeia dos domínios da energia. Não obstante, o ambicioso plano de construir uma verdadeira União da Energia não parece poder ser reduzido às medidas propostas. Falta conhecer, designadamente, a reforma das Diretivas que integram o «terceiro pacote», o que poderá ditar o verdadeiro sentido e alcance desta União.

Noutro campo, importa assinalar que este movimento unificador convive com um de natureza fragmentária, designadamente ao nível da produção (cada vez mais concorrencial e descentralizada, *maxime* por recurso às fontes renováveis e à auto-produção) e da comercialização (em face da

⁶³ Filipe Matias SANTOS – «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, pp. 90.

⁶⁴ Assinada em Haia, em 17 de dezembro de 1991.

⁶⁵ Decisão 98/181/CE, CECA e Euratom do Conselho e da Comissão, de 23 de setembro de 1997, relativa à conclusão pelas Comunidades Europeias do Tratado da Carta da Energia e do Protocolo da Carta da Energia relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados.

⁶⁶ Comunicação da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimentos – “Energy Union Package”, COM(2015) 80 final.

liberalização e complexificação da oferta e da participação dos consumidores), bem como o aumento dos fluxos nas redes e interligações, o que terá de envolver maiores responsabilidades dos agentes nacionais, designadamente no quadro da cooperação europeia.

A União Energética implicará, em qualquer caso, o reforço da integração europeia, firmado num quadro de maior partilha de competências e do reforço de poderes decisórios das Instituições da União Europeia, em articulação e cooperação com os reguladores nacionais. O essencial será perceber se este movimento de integração será apenas sequencial ou introduzirá verdadeiros elementos inovadores disruptivos.



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

■ A Regulação do Setor Energético¹

Introdução

O setor energético é estratégico. Sem energia perde-se a capacidade de produzir trabalho (*ergos*) ou de realizar qualquer ação. Imprescindível ao modelo social que sustenta a nossa vida em comunidade e relevante para a competitividade das empresas, a energia é ainda um serviço de base com relevância em múltiplos outros setores (transportes, ambiente, mercados financeiros, infraestruturas)².

Os domínios da energia são vastíssimos, tendo em conta as múltiplas fontes e recursos, incluindo a eficiência, que compõem as diferentes matrizes energéticas que alimentam as numerosas necessidades energéticas.

A regulação setorial da energia centra-se, sobretudo, nos setores da eletricidade e do gás natural (*power and gas*), no contexto da atividade das grandes indústrias de rede (*network industry*), dado serem estes os mais fortemente afetados por persistentes falhas de mercado (*market failures*). Nestes, não obstante o profundo movimento liberalizador das últimas décadas, verifica-se uma persistência de monopólios naturais.

A regulação destes setores em rede, como se exporá, seguindo a doutrina das *essential facilities*, assenta essencialmente na separação de atividades (*unbundling*), no direito de acesso regulado por terceiros (*third-party access*) e na definição regulatória de tarifas de acesso, que pressupõem e implicam a definição dos réditos das atividades monopolistas, a interoperabilidade das redes e exigências de qualidade do serviço. Paralelamente, a regulação implica, de forma crescente, uma atividade de supervisão das diferentes atividades abertas à concorrência, que pugne pela transparência, pela integridade dos mercados, pela adequada formação de preços e pelo cumprimento do quadro normativo comportamental.

Os demais vetores energéticos, no atual desenho do quadro europeu, estão essencialmente sujeitos às leis da concorrência, à supervisão dos preços e à obrigatoriedade de constituição de reservas de petróleo bruto e de produtos de petróleo, numa ótica de *security of supply*, tendo sido recentemente decidida,

¹ Artigo anteriormente publicado em Carla AMADO GOMES, Ricardo PEDRO, Rute SARAIVA, Fernanda MAÇÃS (coord.) – *Garantia de Direitos e Regulação: perspectivas de direito administrativo*, AAFDL, Lisboa, 2019, pp. 1213-1246.

² Da energia depende, desde logo, todo o setor dos transportes (tanto para abastecer os convencionais veículos com motores de combustão, como carregar os veículos elétricos). Além disso, a energia é crucial na descarbonização da economia (*vd.* Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas), anima mercados financeiros (*v.g.* criando mercados grossistas de energia, motivando operações de titularização de défice tarifário, gerando a emissão de *green bonds*), assume influência na política monetária (dado que, por exemplo, o preço da energia condiciona a inflação), promove o setor agrícola (*v.g.* produção de biogás e de biocombustíveis), implica infraestruturas de enorme envergadura (*v.g.* interligações, redes, eficiência energética do parque habitacional).

no quadro nacional, à semelhança do que sucede em alguns outros países, a abertura das principais infraestruturas a terceiros, através de acesso negociado. O que, como veremos, constitui uma forma de regulação que, mimetizando o paradigma aplicado à eletricidade e ao gás natural, é caracterizada, por um lado, pela menor intensidade da intervenção regulatória e, por outro, pela relativa exiguidade das grandes infraestruturas existentes no país, às quais se encontra em boa medida confinada.

Este artigo, à luz do quadro traçado, visa proporcionar uma visão geral e integrada da regulação do setor energético em Portugal, no contexto das principais tendências e desafios.

1. Eletricidade e Gás Natural

Enquadramento

Em Portugal, como na generalidade dos países da Europa continental, os serviços essenciais de eletricidade e gás natural, como os demais prestados pelas grandes indústrias de redes de capital intensivo, foram geralmente erigidos pelos Estados no pós-guerra, que assumiram a titularidade das tarefas de serviço público³.

Paralelamente, o paradigma tradicional de organização dos sistemas elétrico e gasista era o de integração vertical numa única empresa das diferentes funções e atividades que integram a cadeia de valor de cada um dos setores. O Estado, para além de legislador, apresentava-se, as mais das vezes, como detentor do prestador único. O que impedia, desde logo, a concorrência.

Nas últimas décadas, como abaixo se expõe com maior desenvolvimento, muito por força do projeto político-legislativo europeu da criação de um mercado interno da energia, os setores elétrico e do gás natural passaram por uma profunda transmutação, que ditou: o abandono do modelo dos monopólios verticalmente integrados e a abertura (possível) à concorrência; a hétero-regulação dos monopólios naturais (que persistiram), através do acesso regulado, por forma a permitirem a criação de mercados concorrenciais (*level playing field*); a integração europeia, por via da definição de regras harmonizadas; o apoio a energias de fonte renovável, que aliadas à descentralização da produção e ao desenvolvimento tecnológico, promovem mais recentemente a transição energética⁴, dando lugar a uma maior eletrificação da economia.

³ Várias razões terão contribuído para esta opção de titularidade: opções ideológicas, carência de capitais privados, aversão ao risco por parte dos investidores e, também, a necessidade de utilização de bens imóveis dos domínios públicos (v.g. terrenos e infraestruturas públicas).

⁴ Vd. Filipe Matias Santos – «Transição Energética: enquadramento e desafios», *Revista Videre*, Dourados, Brasil, MS, v.11, n.22, jul./dez. 2019, pp. 143-153. Sobre alguns dos fenómenos mais recentes, incluindo a descentralização da produção, a desintermediação, autoconsumo, participação da procura vd. Filipe Matias Santos – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63.

A criação do mercado interno de energia

A energia esteve na génese do movimento de integração europeia por via de dois dos três Tratados originais (CECA e EURATOM)⁵. Porém, por razões múltiplas, incluindo de conservação de soberania, durante muito tempo o setor energético foi tido no seio comunitário como um sector especial, tendencialmente excluído das regras do mercado e tradicionalmente sujeito a um maior intervencionismo estatal, vertido em empresas públicas monopolistas verticalmente integradas – verdadeiros «campões nacionais» – e/ou na planificação vinculante de empresas privadas.

O objetivo da criação de um mercado interno da energia⁶, ao abrigo de disposições referentes à concorrência e ao ambiente, permitiu – para além das iniciativas de direito internacional público materializadas na Carta Europeia da Energia (1991)⁷ e respetivo Tratado (1994)⁸, e no Tratado da Comunidade da Energia (2006)⁹ – a aprovação no domínio europeu de três «pacotes» energéticos europeus (1996-98¹⁰, 2003¹¹ e 2009¹²) e, muito recentemente, a iniciativa política por uma “União da Energia” levou a União Europeia à aprovação o novo “EU Clean Energy for all Europeans Package” ou “Pacote Energia Limpa”¹³.

⁵ Tratado que institui a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (Tratado CECA) e o Tratado que institui a Comunidade Europeia da Energia Atómica (EURATOM).

⁶ Sobre a percurso detalhado percorrido com vista à criação do mercado interno da energia *vd.* Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016, pp. 33-55.

⁷ Assinada em Haia, em 17 de dezembro de 1991.

⁸ Decisão 98/181/CE, CECA e Euratom do Conselho e da Comissão, de 23 de setembro de 1997, relativa à conclusão pelas Comunidades Europeias do Tratado da Carta da Energia e do Protocolo da Carta da Energia relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados.

⁹ A União Europeia estendeu o *acquis communautaire* nos domínios da energia a um conjunto de países que não são membros da UE. *Vd.* Decisão 2006/500/CE, do Conselho de 29 de maio de 2006.

¹⁰ O «primeiro pacote» integrou a Diretiva n.º 96/92/CE, de 19 de dezembro, e a Diretiva 98/30/CE, de 22 de junho).

¹¹ O «segundo pacote» energético europeu integrou as Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, de 26 de junho, bem como o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, de 26 de junho, e n.º 1775/2005, de 28 de setembro.

¹² O «terceiro pacote» energético europeu integra as Diretivas n.º 2009/72/CE e 2009/73/CE, ambas de 13 de julho, o Regulamento n.º (CE) 713/2009, de 13 de julho, institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), e os Regulamentos n.º (CE) 714/2009 e n.º 715/2009, também de 13 de julho.

¹³ Sobre a construção do mercado interno da energia *vd.* Sally HUNT, Graham SHUTTLEWORTH – *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996, Peter CAMERON – *Competition in Energy Markets, Law and Regulation in the European Union*, Oxford, 2002, pp. 3-34, Christopher W. JONES – *EU Energy Law, The Internal Energy Market*, Vol. I, Claeys & Castels, 2006, pp. 8-11, JORGE VASCONCELOS, *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006, Pedro COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, pp. 98-99, Carla AMADO GOMES – «O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais», *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, p. 73; Carla AMADO GOMES, TIAGO ANTUNES – «O Ambiente e o Tratado de Lisboa: uma relação sustentada», *Actualidad Jurídica Ambiental*, n.º 5, 2010, pp. 1-23, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-134, 159-180, 187-204, Lourenço VILHENA DE FREITAS – *Direito Administrativo da Energia*, AAFDL, 2013, p. 11, Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016, pp. 33-55.

Assim, partindo de uma realidade assente em empresas públicas monopolistas verticalmente integradas, foi possível alcançar a liberalização de atividades, a abertura dos mercados, em condições de reciprocidade, a introdução da concorrência na produção e comercialização, refletindo preocupações com a segurança do abastecimento e com a sustentabilidade ambiental¹⁴, mas também – reconhecendo-se estarem em causa serviços de interesse económico geral¹⁵ – com a proteção dos consumidores, inclusive dos economicamente vulneráveis, através de obrigações de serviço público (*public services obligations*)¹⁶.

A liberalização do setor elétrico no quadro europeu da criação do mercado interno da energia levou, como se viu, a que os segmentos da produção / aprovisionamento, a montante das redes, e da comercialização, a jusante, bem como os mercados que permitem a compra e venda da energia, pudessem ser abertos à concorrência, num quadro de supervisão setorial.

O caminho trilhado assentou estruturalmente na imposição da separação (*unbundling*), no direito de acesso de terceiros às redes (*third party access* ou *TPA*) e no cumprimento de obrigações regulatórias no quadro da definição tarifária por entidades reguladoras.

O *unbundling* de atividades¹⁷ foi evoluindo de contabilístico e funcional (*basic requirements*) para jurídico e, por fim, tendencialmente patrimonial no que respeita aos operadores das redes de transporte. O que permitiu que os operadores das redes, mantendo-se monopolistas, ficassem proibidos de produzir e comercializar energia. Correspondentemente, os produtores e comercializadores puderam passar a atuar em todo o espaço da UE, competindo entre si, incluindo através de mercados organizados.

Por sua vez, os aprovisionadores e produtores, a montante das redes, e os comercializadores, a jusante, passaram progressivamente a poder aceder às redes de forma livre, sem discriminações, contra o pagamento das tarifas de acesso (*TPA*). Este direito evoluiu do acesso negociado para o acesso regulado, como abaixo se recupera, permitindo a aplicação de tarifas transparentes e não discriminatórias aos operadores monopolistas, que evitem subsidiações cruzadas, fixadas por entidades reguladoras independentes.

¹⁴ As preocupações ambientais ditaram, no setor elétrico, a aposta no desenvolvimento de fontes de energia renovável (Diretiva 2001/77/CE, de 27 de setembro) e nos processos de co-geração (Diretiva 2004/8/CE, de 11 de fevereiro).

¹⁵ Vital MOREIRA – «Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 547-563, Pedro GONÇALVES – *A concessão de serviços públicos*, Almedina, 1999, pp. 36 e 37; Pedro GONÇALVES, Licínio Lopes MARTINS – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 198-224.

¹⁶ Neste âmbito avultam as tarifas sociais, o papel dos comercializadores de último recurso e os direitos conferidos aos consumidores pelo quadro regulamentar.

¹⁷ Filipe MATIAS SANTOS- «Regulação e Proteção dos Consumidores de energia», *I Congresso de Direito do Consumo*, Almedina, coord. Jorge Morais CARVALHO, Almedina, 2016, pp. 229-258.

A maior integração europeia implicou, também, a instituição da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), a promoção de infraestruturas energéticas transeuropeias (designadamente no que respeita aos Projetos de Interesse Comum (PIC)¹⁸ no âmbito do mecanismo *Connecting Europe Facility* (CEF)), a articulação dos planos de investimento nacionais com os planos de desenvolvimento das redes à escala comunitária ("*10-year network development plan*"), bem como a aprovação de novos Regulamentos (UE) da Comissão Europeia de carácter técnico, designados por Códigos de Rede (*Network Codes*) e *Guidelines* vinculativos, relativos a questões transfronteiriças ou à integração do mercado.

A energia passou, entretanto, por força do Tratado de Lisboa, a constituir matéria de competência partilhada entre a União e os Estados-Membros, com vista a tornar o mercado interno nos setores da eletricidade e gás natural mais efetivo. No sequência do Acordo de Paris, a iniciativa política de "*União da Energia*" levou a União Europeia à aprovação, no setor elétrico, do "*EU Clean Energy for all Europeans Package*" no setor elétrico, ficando ainda por aprovar novas regras no setor do gás natural¹⁹.

Este novo "Pacote Energia Limpa", composto por oito atos legislativos²⁰ recentemente aprovados, que estão, na sua generalidade, ainda por transpor ou cujo prazo de produção de efeitos ainda não foi alcançado, veio atualizar o quadro político-legislativo europeu (*policy*) do setor elétrico, de modo a promover a transição dos tradicionais combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia e a tornar o mercado interno da energia mais efetivo.

A nova legislação aprovada promove as fontes renováveis (num quadro de estabilidade financeira, mas restringindo os apoios públicos permitidos e sem privilegiar a prioridade de injeção) e a eficiência energética, com regras próprias para o desempenho energético dos edifícios – fixando metas para 2030 (32% de renováveis no *mix* energético e 32.5% de ganhos de eficiência –, estabelece regras de *governance* que implicam a aprovação de planos nacionais de energia e clima, e concretiza alterações no desenho do mercado elétrico).

¹⁸ Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.

¹⁹ No gás natural foram aprovados dois diplomas para fazer face às preocupações mais imediatas, sem que fosse ainda revisto o quadro global a legislação aplicável (cf. Regulamento (UE) 2017/1938, relativo à segurança do aprovisionamento, e a Diretiva (UE) n.º 2019/692, que veio alargar as regras europeias aos gasodutos que entram num Estado-membro que sejam provenientes de países terceiros, alterando a Diretiva n.º 2009/73/CE).

²⁰ A Diretiva (UE) 2018/844, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2002, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2001, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis; o Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática; o Regulamento (UE) 2019/941, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE; Regulamento (UE) 2019/942, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação); o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação); a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação).

Centrando-nos nesta última dimensão, destaca-se que as regras sobre o *unbundling* são, no essencial, mantidas e estendidas a novas atividades. Assim, salvo derrogação sob condições legalmente previstas e correspondente aprovação regulatória, os operadores das redes de transporte não podem deter a propriedade, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia elétrica, e os operadores das redes de distribuição não o podem fazer quando estão em causa instalações de armazenamento de energia elétrica ou pontos de carregamento para veículos elétricos.

Por sua vez, num quadro de promoção de experiências de desintermediação, com larga isenção de obrigações, são permitidas comunidades de cidadãos para a energia e comunidades de energia renovável, conquanto pretendam alcançar benefícios, mas não o lucro.

Ademais, as soluções de mercado são acentuadas (preços de eletricidade dinâmicos para os consumidores, mercados grossistas sem limitações de preço, serviços de sistema prestados em condições de mercado, restrição dos mecanismos de capacidade, reforço da transparência das regras de despacho), realidades emergentes merecem enquadramento específico (v.g. consumidores ativos, produção para autoconsumo (individual ou coletivo), armazenamento, agregação, participação da procura), prevendo-se uma crescente integração regional (centros de coordenação regional de operadores das redes de transporte, zonas de oferta sem congestionamento, proibição de justificar restrições às transações transfronteiriças dentro da União Europeia com a injeção de energias de fonte renovável).

A regulação económica dos monopólios naturais

O profundo movimento liberalizador dos sistemas elétrico e de gás natural e o acentuar das regras de mercado não permitiu, contudo, a eliminação de todos os monopólios. As infraestruturas essenciais à intermediação entre a produção, a montante das redes, e a comercialização, a jusante, em virtude das suas características (*maxime* sub-aditividade, custos afundados – *sunk costs* – e elevados custos inerentes), avultam enquanto monopólios naturais cuja atividade permanece (necessariamente) excluída da concorrência.

As empresas verticalmente integradas foram sujeitas à separação por atividades e, por sua vez, os operadores das redes ficaram geralmente proibidos de comercializar energia²¹, passando antes a veicular a energia adquirida pelos comercializadores (junto dos produtores, dos comercializadores grossistas ou dos mercados organizados) que é depois vendida aos clientes.

²¹ A exceção é a aquisição para fazer face às necessidades de *balancing* através dos mercados de serviços de sistema.

O *unbundling*, além de criar condições estruturais para a concorrência, por via da entrada de novos agentes (produtores / fornecedores e comercializadores), evita a ocorrência de conflitos de interesses entre os operadores das redes e aqueles que exercem atividades concorrenciais (*level playing field*). O que, relativamente aos operadores das redes de transporte, implica inclusivamente o *unbundling* patrimonial, estendendo as regras de prevenção de conflitos de interesses com as atividades de produção e comercialização aos acionistas daqueles operadores²².

A regulação destes setores assenta, assim, na doutrina do acesso às *essential facilities* cuja origem remonta ao século XIX nos Estados Unidos da América (EUA)²³. Sendo que, curiosamente, o caminho trilhado nos EUA, no sentido da instituição da regulação pública dos monopólios e grandes infraestruturas, assume um ponto de partida estruturalmente oposto ao europeu, o que não deixou de conduzir a uma convergência de modelos. Com efeito, inversamente ao verificado na Europa, os serviços de eletricidade e gás natural nos EUA eram tradicionalmente detidos por privados, o que levou os Estados, por razões de interesse público das atividades e de necessidade de proteção dos consumidores a instituir a regulação pública.

O direito de acesso às infraestruturas, no setor energético, como acima aludimos a propósito da criação do mercado interno da energia, pode ser *negociado* ou *regulado*. Com variações em função do concreto desenho legal aplicável, geralmente, no primeiro caso, de acesso *negociado*, os titulares das infraestruturas essenciais declaradas de interesse público (mesmo que privadas) estão obrigados a permitir o acesso de terceiros, aplicando preços (e eventuais descontos) que devem tornar públicos, construídos com base na média de preços historicamente praticados ou em metodologias regulatórias fixadas, num quadro de supervisão setorial e de proibição de abuso da posição dominante. No caso do acesso *regulado*, as tarifas de acesso são hétero-fixadas pela entidade reguladora, sendo assegurado o estabelecimento de condições transparentes, não discriminatórias e de efetiva igualdade entre os agentes

²² Para os operadores das redes de transporte foi instituído o modelo de *full ownership unbundling*, permitindo-se em alternativa, cumpridos determinados requisitos, inclusive temporais, os modelos de *Independent System Operator* (ISO) e *Independent Transmission Operators* (ITO), sob condição da sujeição a uma regulação mais intrusiva. Para além de pontuais isenções e derrogações, existe ainda o denominado modelo “ITO+” para os casos em que o operador, a 3 de setembro de 2009, pertencia a uma empresa verticalmente integrada e nessa data já aplicava medidas que garantissem independência de forma mais efetiva do que as que são exigidas pelo modelo ITO. Os operadores das redes de distribuição ficaram obrigados à independência no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões face a outras atividades, bem como à elaboração de um programa de conformidade.

Sobre o tema, para além dos *Commission Staff Working Documents*, relevam sobretudo as posições tomadas no âmbito das certificações de cada um dos operadores. Sobre os casos de empresas sob controlo estatal *vd.* Geneviève LALLEMAND-KIRCHE, Caroline TIXIER, and Henri PIFFAUT – “The Treatment of State-owned Enterprises in EU Competition Law: New Developments and Future Challenges”, *Journal of European Competition Law & Practice*, 2017, Vol. 8, No. 5, pp. 295-308.

²³ O direito de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais foi reconhecido pelo Supremo Tribunal no caso *Munn v. Illinois*, 94 U.S. 113, 1877 e, com maior propriedade no caso de indústrias de redes, no caso *United States v. Terminal R.R. Ass'n*, 224 U.S. 383, em 1912, no qual o Supremo Tribunal entendeu não ser admissível discriminações injustificadas no acesso a uma infraestrutura essencial, que no caso se traduzia no controlo de todas as ponte e estações de e para St. Louis, impedindo que outras empresas o fizessem. No plano comercial a doutrina da *essential facilities* teve aplicação no caso *American Tel. & Tel. v. North American Industries*, 772 F. Supp. 777 (S.D.N.Y. 1991).

utilizadores (*non-discriminatory third-party access to networks*). Assim, no caso do acesso *regulado*, a tarifa cobrada a todo e qualquer agente é exatamente igual, não sendo permitido, por exemplo, a introdução de qualquer desconto de quantidade (*rappel*). O acesso *regulado* é, assim, realizado contra o pagamento de tarifas de acesso, fixadas pela entidade reguladora do setor, que devem permitir o equilíbrio económico-financeiro da atividade do operador da infraestrutura²⁴. Nos setores elétrico e de gás natural, contrariamente ao que se verifica no setor petrolífero, relativamente aos oleodutos, vigora imperativamente a regra do acesso *regulado*.

O desenvolvimento e expansão das redes pelos operadores, através dos planos de investimento, por um lado, e as regras relativas às ligações às redes, aos encargos relativos a comparticipação de reforços de rede e com a repartição de desvios (*imbalance settlement*), tanto de produtores, como de consumidores, por outro, estão também na órbita regulatória.

As *tarifas de acesso*, aplicáveis no caso do acesso *regulado*, são pagas por todos os utilizadores, visando a remuneração dos operadores monopolistas, e são subseqüentemente refletidas no preço final pago por todos os consumidores, independentemente do comercializador.

Nesta aceção, como abaixo melhor se desenvolve, a fixação de tarifas implica, por um lado, a definição de rendimentos das empresas (i.e. a definição dos seus custos e proveitos permitidos) e, por outro, a fixação do correspondente preço público pago pelos utilizadores.

Estão sujeitos ao acesso *regulado*, em Portugal, tanto no setor elétrico, como no de gás natural, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição (incluindo as empresas do sistema elétrico das regiões autónomas). No setor do gás natural, estão ainda sujeitos a este regime o terminal de receção, armazenagem e regaseificação, bem como a armazenagem subterrânea.

Por assumirem uma posição monopolista nos mercados elétrico e gasista, ficam também sujeitos aos rendimentos fixados por tarifas regulatórias, um conjunto de outras atividades, tais como os comercializadores de último recurso²⁵ (*incumbent suppliers*), bem como o operador logístico de

²⁴ Vd. Vítor SANTOS – «A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios», *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26; Carlos LOBO – *Sectores em Rede: Regulação para a Concorrência*, Almedina, 2009, pp. 67-68; Filipe Matias SANTOS – “O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural”, *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014 (no prelo 2015), pp. 90.

²⁵ Filipe MATIAS SANTOS – «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, pp. 100-106.

mudança de comercializador²⁶, que assegura o *switching* entre comercializadores. No setor elétrico, acresce a entidade gestora da zona piloto de espaço marítimo²⁷ e o muito recentemente instituído gestor de garantias do setor elétrico²⁸. Além disso, no plano regional europeu, no quadro do Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), o Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE) constitui o operador monopolista do mercado (físico) de eletricidade²⁹.

O modelo concessório

No caso português, como noutros, a liberalização das atividades veio a ser acompanhada por um fenómeno de privatizações das empresas energéticas incumbentes. O que ditou que o Estado deixasse de poder condicionar, por via do papel acionista, o comportamento das empresas que operam no setor energético.

Ainda assim, em muitos casos, o Estado³⁰ manteve-se concedente de atividades que são essenciais ao regular funcionamento setorial. Assim, os operadores das redes dos setores elétrico e de gás natural, atualmente todos de capital privado, operam ao abrigo de contratos de concessão e estão, concomitantemente, sujeitos à regulação económica e à supervisão setorial.

O que redundava num mecanismo de “reforço da responsabilidade de garantia”³¹ e mesmo de preservação da titularidade pública, mantendo estas atividades redobradamente sobre poder público³².

²⁶ O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) no âmbito do SEN e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), atribuiu à 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, a incumbência de exercer aquela atividade (monopolista).

²⁷ Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

²⁸ Gere as garantias prestadas pelos comercializadores e agentes de mercado aos operadores das redes e ao gestor global do sistema (cf. artigo 58.º-B e seguintes do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho).

²⁹ *V.d.*, primeiramente, o acordo internacional (Acordo de Santiago de Compostela, de outubro de 2004)), e mais recentemente a designação operada ao abrigo do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015 (*Nominated Electricity Market Operator*), que o permite em situações estritas a criação de plataformas monopolistas para a comercialização de eletricidade.

³⁰ No caso das redes de distribuição de baixa tensão no setor elétrico os concedentes, no território do continente, são os municípios e não o Estado.

³¹ Pedro COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, p. 168, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 199-202. Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 199-202.

³² Sobre as concessões no setor elétrico cf. Filipe MATIAS SANTOS – “As concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da regulação económica institucionalizada”, *RDA – Revista de Direito Administrativo*, número 6 (set-dez 2019), AAFDL, 2019, pp. 52-58. Em especial as concessões em baixa tensão cf. Filipe MATIAS SANTOS – “*Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão*”, *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, AEDREL, 2019, pp. 17-32.

O modelo de concessão, que resulta de uma opção legislativa nacional que nem sequer é a mais comum no quadro europeu, obriga à conjugação da técnica concessória com a regulação institucionalizada, atribuída a uma entidade administrativa independente³³ (*independent agency*), no quadro das exigências europeias.

As concessões de serviço público, motivadas essencialmente por uma certa *patrimonialização*³⁴, são desenvolvidas de forma a facultar “*de modo regular e contínuo, a quanto deles careçam, os meios idóneos para a satisfação da necessidade coletiva*”³⁵, num quadro de efetiva transferência de risco³⁶ (ainda que mitigado pela regulação setorial³⁷) mas, também, de efetiva colaboração. Esta, podendo apresentar matizes entre a comutatividade e a parciariedade³⁸, faz associar o co-contratante ao desempenho regular (temporário) de atribuições administrativas.

Os contratos de concessão resumem-se a elementos essenciais, vincando que o concedente procede a uma transferência do exercício da atividade que além de temporária é parcial³⁹. O que implica não só propriedade resolúvel e momentos concorrenciais quanto à titularidade do exercício da atividade (i.e. de *concorrência pela rede*⁴⁰), mas também poderes de modificação unilateral do contrato pelo concedente com fundamento no interesse público (*ius variandi*).

³³ Pedro GONÇALVES – “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, 97-128, Pedro GONÇALVES – “Regulação Administrativa e Contrato”, *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, pp. 987-1023.

³⁴ Pedro GONÇALVES – *A Concessão de Serviços Públicos*, Almedina, 1999, p. 254; Diogo DUARTE CAMPOS – *A Escolha do parceiro Privado nas Parcerias Público-Privadas* (A adjudicação in-house em particular), Coimbra Editora, 2010, p. 58-63.

³⁵ MARCELLO CAETANO – *Manual de Direito Administrativo*, II, 10.ª edição, Almedina, p. 1067. Vd. também Fernanda MAÇÃS – “A concessão de serviço público e o Código dos Contratos Públicos”, *Estudos de Contratação Pública*, Vol. I, Almedina, 2008, p. 409 e João Maria Tello de MAGALHÃES COLLAÇO – *Concessões de serviços públicos*, sua natureza jurídica, Coimbra, 1928, p. 55-73.

³⁶ Cf. Comunicação Interpretativa sobre Concessões em Direito Comunitário (2000/C 121/02) e a Diretiva n.º 2014/23/UE, de 26 de fevereiro, positivou esta posição no direito da União Europeia.

³⁷ Acórdão do TJUE de 10 de setembro de 2009, processo C-206/08, Caso *Eurawasser*.

³⁸ LINO TORGAL, João de OLIVEIRA GERALDES – “Concessões de Atividades Públicas e Direito de Exclusivo”, *Revista da Ordem dos Advogados*, ano 72, IV – Lisboa, Out-Dez, 2012, pp. 1098-1112;

³⁹ O concedente mantém sempre poderes, mais que não sejam de fiscalização, sequestro e resgate da concessão.

⁴⁰ Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 198-202.

A esqualidez da generalidade dos contratos concessórios é congruente com o modelo setorial que, contrariamente ao que se verifica noutros setores, é de regulação por *agência*⁴¹ (e não por contrato), na qual a situação jurídica da empresa regulada assume um carácter legal e estatutário, tendo por referencial o quadro legislativo setorial (energético) e de concorrência, sem prejuízo da complementaridade que a contratualização pode assumir como técnica ou estratégia regulatória em respeito pela lei⁴².

O sistema tarifário

As empresas monopolistas estão, como se viu, sujeitas à regulação económica, na qual avulta a fixação de *tarifas de acesso* às infraestruturas essenciais por entidade reguladora independente⁴³, no caso português a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A respeito do sistema tarifário cumpre, primeiramente esclarecer, que coexistem, na verdade, diferentes tarifas, ou seja, preços públicos: *tarifas de acesso* (a que acrescem as tarifas pagas pela entrada nas redes) e *tarifas de venda a clientes finais*, denominadas legalmente de tarifas transitórias.

As denominadas *tarifas de acesso* remuneram cada uma das atividades monopolistas, necessárias para fazer chegar a energia aos consumidores finais, nos termos dos contratos de uso das redes, e são repercutidas juridicamente sobre os consumidores na fatura de energia, independentemente do comercializador (são, por isso, tarifas ditas *load*, no caso da eletricidade, e *domestic exist*, no caso do gás natural). O conceito de *tarifas de acesso* abrange, assim, na realidade, diversas tarifas respeitantes às diferentes atividades numa lógica de *aditividade*: uso de cada uma das redes (v.g. transporte⁴⁴ e distribuição de eletricidade e

⁴¹ Pedro COSTA GONÇALVES – “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, 97-128

⁴² *Vd.* Pedro COSTA GONÇALVES – “Regulação Administrativa e Contrato”, *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, 987-1023, Maria João ESTORNINHO – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Almedina, 2014, p. 337, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 198-202, Filipe MATIAS SANTOS – “As concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da regulação económica institucionalizada”, *RDA – Revista de Direito Administrativo*, número 6 (set-dez 2019), AAFDL, 2019, pp. 52-58.

Sobre as relações do contrato com outras formas de atuação administrativa, que na doutrina geral pode ser de alternatividade ou de complementaridade, *vd.* Maria João ESTORNINHO – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Almedina, 2014, p. 338.

⁴³ VITAL MOREIRA, Fernanda MAÇÃS, *Autoridades Reguladoras Independentes – Estudo e Projeto de Lei-Quadro*, Coimbra Editora, 2003, pp. 22-30; Christopher JONES, *EU Energy Law – The Internal Energy Market – The Third Liberalisation Package*, Vol. I, Claeys & Casteels, 2010, pp. 222-223 e 227; Marta de Sousa Nunes VICENTE, *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*, Coimbra Editora, 2012, pp. 29-34; João CONFRARIA, *Regulação e Concorrência – Desafios do século XXI*, 2.ª ed., Universidade Católica Editora, 2011, pp. 129-146; Marisa APOLINÁRIO – *O Estado Regulador: o novo papel do Estado Análise da perspectiva da evolução recente do Direito Administrativo*, Dissertação de Doutoramento na Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, 2013, pp. 261-301, João PACHECO DE AMORIM – *Direito Administrativo da Economia*, Vol. I, Almedina, 2014, pp. 249-256.

⁴⁴ No caso do gás natural, inclui a tarifa respeitante à interligação, inexistente no caso da eletricidade em virtude do *inter-transmission system operator compensation mechanism* (Regulamento (UE) n.º 838/2010 da Comissão de 23 de Setembro de 2010).

gás natural, e ainda de receção, armazenagem e regaseificação, e armazenagem subterrânea no caso do gás natural), da operação logística de mudança de comercializador e do uso global do sistema (para além da tarifa social, por aplicação do desconto definido). Cada uma destas tarifas visa permitir remunerar, sem subsidiações cruzadas, cada uma das atividades monopolistas. Os utilizadores pagam estas tarifas que, numa lógica aditiva, são repercutidas juridicamente sobre os consumidores na fatura de energia, independentemente do comercializador. A estas tarifas acrescem como custo de acesso à rede as tarifas pagas pelas entradas nas redes de transporte⁴⁵ que são suportadas pelos produtores de energia elétrica (que custeiam as denominadas *G-charges*) e pelos comercializadores que são aprovisionadores de gás natural.

As *tarifa de venda a clientes finais*⁴⁶, cujo valor final pressupõe as *tarifas de acesso*, são as aplicadas pelos comercializadores de último recurso⁴⁷ e pelos operadores que atuam nas regiões autónomas (operadores únicos, que permanecem verticalmente integrados). Neste caso, estamos perante a fixação administrativa de preços finais de venda da energia, que são aplicáveis aos consumidores que não optaram pela escolha de um comercializador em regime de mercado. Os demais consumidores pagam os preços finais contratados em regime de mercado com os seus comercializadores, que refletem necessariamente as *tarifas de acesso* a que acima nos reportamos.

O sistema tarifário é balizado pelas duas grandes atribuições regulatórias – defesa dos direitos dos consumidores e garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente – e obedece a um conjunto de grandes princípios. Entre estes avultam, não só a igualdade, a transparência e a eficiência, comuns a qualquer procedimento administrativo, mas também princípios que lhe são próprios tais como a uniformidade tarifária (no território do continente e convergência com as regiões autónomas) – assente numa lógica de indiferença e não discriminação geográfica (tal como sucede no modelo de *postage stamp*, que está pensado apenas para as entregas de energia)⁴⁸, a inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, a transmissão de *sinais-preço*⁴⁹

⁴⁵ No caso da eletricidade, aplicadas aos produtores pela entrada na RNT e na RND. No caso do gás natural, aplicadas a qualquer entrada nas redes.

⁴⁶ O artigo 5.º da nova Diretiva (UE) n.º 2019/944 vem limitar a intervenção pública nos preços de eletricidade, estabelecendo condições, e prever a apresentação até 2025 de uma possível nova proposta legislativa que possa vir a incluir uma data final para os preços finais regulados.

⁴⁷ Para o efeito a ERSE tem de atender aos custos de comercialização e de aquisição de energia (recorrendo a dados de mercado, designadamente, do mercado a prazo de eletricidade e dos contratos de longo prazo de gás natural, com cláusula de *take or pay*).

⁴⁸ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, pp. 301. Este resultado é alcançado por recurso a técnicas de perequação que eliminam as desigualdades inerentes aos diferentes custos de investimento e de operação e manutenção.

⁴⁹ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, pp. 62 e 443-479.

adequados e a promoção da eficiência energética num quadro de sustentabilidade e de regulação para a eficiência⁵⁰.

As normas que conformam e densificam o sistema tarifário, com vista à aprovação das tarifas de acesso (e das tarifas finais) são aprovadas pela ERSE através do Regulamento Tarifário do setor elétrico, de outros normativos regulamentares complementares e de instruções, no exercício de uma ampla *discrecionalidade regulatória*⁵¹, que é conjugada com elementos de vinculação legal.

Em termos simplificados, num primeiro momento, determinam-se os proveitos permitidos – ou seja, as receitas do operador pelo exercício da atividade regulada – e num segundo momento, definem-se as tarifas por atividade regulada, pagas pelos consumidores, que levarão a que as empresas obtenham os proveitos permitidos definidos.

Assim, primeiramente, segundo regras e metodologias regulatórias previamente aprovadas, é necessário proceder ao reconhecimento dos réditos, ou proveitos permitidos (*allowed revenues*) dos operadores, para depois fixar as *tarifas de acesso* pagas pelos consumidores que permitam a sua recuperação, tendo em conta objetivos como a eficiência dos preços, a necessidade de assegurar o investimento nas infraestruturas e a atualização tecnológica, bem como a qualidade do serviço e o cumprimento das obrigações de serviço público.

Os proveitos permitidos devem facultar às empresas reguladas rendimentos suficientes para cumprirem com as suas obrigações e desenvolverem as suas atividades de forma eficiente. Nesta medida, as tarifas de acesso às redes são *cost reflective*. A sua concreta definição depende da metodologia regulatória utilizada, traduzindo-se as mais comuns na fixação de uma rentabilidade máxima permitida (*rate of return – “ROR”*) e na utilização da denominada regulação por incentivos (*incentive-based regulation*)⁵².

⁵⁰ Sobre a eficiência energética *vd.* Leite GARCIA, João SANTANA, Maria José RESENDE, Pedro VERDELHO – *Sistema Elétrico: Análise Técnico-Económica*, Lisboa, Lidel, 2016, pp. 275, Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, p. 62, 443-479, Suzana TAVARES DA SILVA (coord.) – *Direito da Eficiência Energética*, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2017.

⁵¹ Neste sentido *vd.* Ana Raquel Gonçalves MONIZ – “Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores?”, *A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013, pp. 122-123.

⁵² Sobre metodologias regulatórias *vd.* Vítor MARQUES – *Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede*, GEPE Ministério da Economia, Lisboa, 2003, pp. 107-114, Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, p. 151-189, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 162-164, Mónica CARNEIRO PACHECO, João MARQUES MENDES – “Algumas notas sobre as relações triangulares nos sectores regulados”, *Estudos em Homenagem a Rui Pena*, Rui CHANCERELLE DE MACHETE, José de MATOS CORREIA, Agostinho PEREIRA DE MIRANDA, Pedro MELO, Nuno PENA, Almedina, pp. 837-840.

Os modelos aplicados dependem dos concretos termos da regulamentação e dos parâmetros fixados, e têm em conta, desde logo, os incentivos à qualidade do serviço disponibilizada pelos operadores das redes, que é estabelecida nos respetivos regulamentos através da fixação de padrões de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados, bem como as regras de avaliação e de caracterização. Para os operadores das redes são definidos indicadores e padrões de qualidade geral, respeitantes às redes e infraestruturas, e indicadores e padrões de qualidade individual, respeitantes a cada instalação dos clientes, que são medidos em número e duração de interrupções⁵³. O incumprimento de padrões individuais da qualidade de serviço gera o direito a compensações que devem ser pagas automaticamente aos consumidores⁵⁴. No plano tarifário, o nível de qualidade de serviço é valorado e representa bonificações ou penalidades nos proveitos permitidos dos operadores de redes.

Assim, retomando, no caso da metodologia regulatória “ROR”, em termos simplificados, os proveitos permitidos visam a recuperação dos custos totais da atividade – o que inclui tanto os custos com capital (“CAPEX”), i.e. a remuneração do valor médio dos ativos afetos à atividade e suas amortizações⁵⁵, como os custos de operação e manutenção (“OPEX”)⁵⁶ –, por forma a garantir a remuneração do investimento através da aplicação de uma taxa alinhada com o custo de oportunidade da atividade⁵⁷, ou seja, com a remuneração esperada por um investimento com risco semelhante⁵⁸.

A segunda metodologia regulatória, procurando emular uma situação de mercado, implicando uma ligação mais difusa entre custos e rendimentos obtidos pelas empresas, assume diferentes formatos. A obtenção de rendimentos superiores ou inferiores aos seus custos dependerá, em grande medida, da capacidade da empresa em atingir ou ultrapassar as metas definidas pelo regulador⁵⁹. O que expõe, evidentemente, a empresa regulada ao risco de não atingir, ou não atingir integralmente, as metas regulatórias definidas.

⁵³ Medidas de acordo com o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) e o *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), cf. Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA, *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, pp. 214-233.

⁵⁴ *Vd.* Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural.
⁵⁵ O que não implica uma aceitação de custos que não sejam eficientes. Além disso, os custos com capital podem desde logo ser padronizados através da definição de custos de referência, também denominados de custos padrão (*standard costs*).

⁵⁶ O OPEX pode depender parcialmente do volume da atividade.

O custo total da atividade pode, ainda, ser considerado de forma integrada (“TOTEX”).

⁵⁷ Na determinação da taxa pode ser utilizado o custo médio ponderado do capital calculado (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*).

⁵⁸ Segundo esta metodologia, a empresa regulada ficará, pelo menos, exposta ao risco de financiamento e de gestão não eficiente.

⁵⁹ Metas definidas em termos de evolução dos custos, de qualidade de serviço, inovação, etc.

Os formatos mais comuns são o estabelecimento de tetos máximos aos preços (*price-cap*) e o *revenue-cap*⁶⁰. No primeiro caso, em termos simplificados, é fixado um valor máximo de proveitos permitidos unitários (por energia ou por outra variável) que vai diminuindo ao longo do período regulatório⁶¹ em função dos ganhos de eficiência expectáveis. O valor total dos proveitos permitidos varia consoante a evolução da atividade. No segundo caso, o proveito permitido global é fixado para cada ano do período regulatório (receitas máximas) e diminuirá igualmente em termos reais. No entanto, ao contrário do *price cap*, o proveito permitido não está sujeito à evolução do nível de atividade⁶².

Em qualquer dos casos, a entidade reguladora recorre a técnicas de *benchmarking* no quadro das *network* que integra⁶³ para a fixação dos parâmetros. As diferentes metodologias, e suas variantes, procuram remunerar o *custo de oportunidade* dos operadores monopolistas e impedir receitas excessivas ou insuficientes, visando que a aderência aos custos efetivos proceda à fixação da remuneração justa (*“fair rate of return”*)⁶⁴. O que implica garantir que a remuneração se aproxima dos custos eficientes, assegurando que a remuneração não é baixa ao ponto de tornar não atrativo às empresas manterem-se na atividade, mas impedindo remunerações desproporcionais face ao risco assumido.

Uma vez definidos os proveitos, são então definidas as tarifas. Estas são calculados para cada uma das atividades reguladas, por forma a permitir a recuperação dos proveitos que individualmente lhe cabem. Este exercício tem uma natureza previsional, próxima da orçamental, assente nos proveitos permitidos definidos, na estrutura tarifária e na caracterização da procura realizada. Em virtude dos desvios verificados face às previsões realizadas é necessário proceder anualmente a ajustamentos em sede de proveitos permitidos.

⁶⁰ Vítor MARQUES – *Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede*, GEPE Ministério da Economia, Lisboa, 2003, pp 107-114.

Outras metodologias conhecidas, a título exemplificativo, são a *yardstick regulation* – utilizada sobretudo no contexto de uma multiplicidade de empresas reguladas que desempenham a mesma atividade, através da qual se emula a competição entre empresas – ou a “RIIO model”, acrónimo utilizado pelo regulador inglês para casos em que o cálculo da remuneração (*Revenue*) traduz-se num controle de preços que tem em conta os incentivos, a inovação e os resultados obtidos (*Incentives+Innovation+Outputs*).

⁶¹ O período regulatório consiste no número de anos ao qual se aplicam a metodologia fixada pelo regulador e seus parâmetros.

⁶² O que significa exposição ao volume, podendo criar risco (simétrico) de procura.

Quando estamos perante tarifas baseadas no volume de vendas de eletricidade (*volumetric tariffs*) pode ser criado um incentivo contraproducente que constituía uma barreira à eficiência energética – cf. Filipe MATIAS SANTOS – “Contratualização de Eficiência Energética na Gestão da Procura. O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)”, *Direito da Eficiência Energética*, Suzana TAVARES DA SILVA (coord), I Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2017, pp. 619-622.

⁶³ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, p. 151-189, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 162-164.

⁶⁴ Eduardo PAZ FERREIRA, Luís SILVA MORAIS – “A Regulação Sectorial da Economia. Introdução e Perspetiva Geral”, *Regulação em Portugal, novos tempos, novo modelo?*, Almedina, 2009, pp. 7-38.

As *tarifas de acesso*, fixadas anualmente pela ERSE, correspondem a uma das três grandes componentes da fatura energética paga pelos consumidores⁶⁵. Com efeito, para além do custo (i) da própria energia e da comercialização, que por regra é livre e depende do contrato celebrado entre o cliente e o comercializador⁶⁶, a fatura reflete ainda, independentemente do comercializador, (ii) as tarifas de acesso, a que nos vimos referindo e que respeitam ao uso das infraestruturas e à gestão global do sistema, bem como (iii) os custos de interesse económico geral (CIEG), formalmente inseridos nas tarifas de acesso, que incluem custos determinados por opção legislativa como os *competition transaction charges*⁶⁷ (*maxime* a revisibilidade dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), o sobrecusto dos contratos de aquisição de energia (CAE) ainda vigentes e o sobrecusto com a produção renovável que beneficia de *feed in tariffs*). Em virtude de o valor final faturado representar a soma destas componentes, que por sua vez incluem diferentes custos, estamos perante um fenómeno denominado de *aditividade tarifária*. Por fim, no plano extra-tarifário, são ainda cobradas contribuições, taxas e impostos (*v.g.* o IVA, o imposto especial sobre a eletricidade e a contribuição para o audiovisual (CAV)⁶⁸, que financia o serviço de radiotelevisão pública).

Em resultado, sobretudo, de decisões políticas que pontualmente, ao arpejo da lógica de mercado embebida na construção do mercado interno da energia, não permitiram que os preços da eletricidade refletissem os seus custos, limitando os aumentos de preço, foram gerados défices tarifários⁶⁹, que são

⁶⁵ No continente, tais tarifas aplicam-se apenas aos consumidores que não optaram por um comercializador de mercado – *vd.* FILIPE MATIAS SANTOS, “O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural”, *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril/junho de 2014, pp. 90-115.

⁶⁶ Apenas no caso do comercializador de último recurso e dos operadores que atuam nas regiões autónomas, como se viu, o valor da tarifa final é definido pela ERSE.

⁶⁷ Nuno de OLIVEIRA GARCIA – “Preços, Tributos e Entidades Reguladoras Independentes: o Caso do Sector da Electricidade”, *Ciência e Técnica Fiscal*, n.º 418, Centro de Estudos Fiscais, 2006, pp. 121-155.

⁶⁸ *Vd.* João TABORDA DA GAMA – “A Contribuição para o Audiovisual”, *Fiscalidade da Energia*, SÉRGIO VASQUES (coord.), Almedina, 2017, pp. 133-174.

⁶⁹ Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, que recupera solução que limita administrativamente o crescimento tarifário para os consumidores de eletricidade que tinha vigorado por força do n.º 4 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho. Outros diferimentos foram ditados ou permitidos pelo artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, posteriormente alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto. Com interesse, não obstante a nossa discordância em múltiplos aspetos, alguns dos quais entretanto resolvidos ou clarificados no plano legislativo, *vd.* João Nuno CALVÃO DA SILVA – “Responsabilidade dos reguladores na fixação e controlo das tarifas”, *O Direito*, ano 143, n.º 3, junho de 2011, pp. 507-544.

calculados e monitorizados pela ERSE⁷⁰. A dívida gerada é paga, com juros, pelos consumos futuros e, desde 2014, pela contribuição extraordinária sobre o setor energético⁷¹, que em conjunto com outras medidas procuraram assegurar a sustentabilidade sistémica deste setor⁷².

As matérias tarifárias estão, a par de outras matérias de índole regulatória, sujeitas a um processo de progressiva harmonização europeia, que condiciona as opções dos reguladores nacionais, por força da aprovação de regulamentação europeia de segundo nível (*Network Codes e Guidelines*)⁷³.

Supervisão de mercados grossistas e retalhistas

A regulação da eletricidade e gás assume, paralelamente, um relevante componente de supervisão *ex post* dos mercados grossistas, incluindo o MIBEL⁷⁴, o MIBGAS⁷⁵ e os mercados de serviços de sistema, e retalhistas, que assegurem o cumprimento das normas e decisões regulatórias e eliminação possível de assimetrias informativas.

⁷⁰ Noutros moldes, com interesse *vd.* o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro que, contra o pagamento de uma compensação que fez baixar custos no curto prazo, concedeu um período adicional de tarifa administrativa garantida.

⁷¹ Apresentando críticas ao regime *vd.* SÉRGIO VASQUES – “A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético”, *Fiscalidade da Energia*, SÉRGIO VASQUES (coord.), Almedina, 2017, pp. 217-265 e Filipe de VASCONCELOS FERNANDES – *A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético, Regime Fiscal e Constitucional*, Gestlegal, 2019. O Tribunal Constitucional, através do acórdão n.º 7/2019 (processo 141/16, 2.ª secção) decidiu julgar não inconstitucional as normas que modelam o regime jurídico em causa. Sobre outros tributos da energia *vd.* Suzana TAVARES DA SILVA – *As taxas e a coerência do sistema tributário*, 2.ª edição, Coimbra Editora, 2013.

⁷² ara além das medidas regulatórias, constituem ainda medidas promotoras da sustentabilidade do sistema, de natureza diversa, a título exemplificativo, o já referido *clawback* (Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto) e a consignação de receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa a deduzir à tarifa de uso global do sistema elétrico nacional (Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março).

⁷³ Alínea k) do n.º 6 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e o Regulamento (CE) n.º 715/2019. No caso do gás natural, através do Regulamento U.E. n.º 2017/460, da Comissão, de 16 de março, foram já definidas as estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás, incluindo as regras sobre a aplicação de uma metodologia de preços de referência, os requisitos de publicação e consulta, bem como o cálculo dos preços de reserva dos produtos de capacidade normalizados.

⁷⁴ *Vd.* Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 20 de abril. Sobre o funcionamento do MIBEL *vd.* Susana Tavares da SILVA- «MIBEL: o início do embuste», *Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 14, 2004, pp. 31 e ss., Susana Tavares da SILVA – «O Mibel e o mercado interno da energia», *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 279-307 e Gustavo ROCHETTE – *O Mercado Ibérico de Energia Eléctrica: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*, Working Papers Direito da Energia n.º 1/2015, DaeDE, Setembro de 2015 – disponível em <http://www.fd.uc.pt/daede/>

⁷⁵ A Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, concretizou a autorização da sociedade MIBGAS, S. A. para atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, regulando as participações sociais das sociedades que a constituem, bem como o peso relativo das referidas participações sociais.

A supervisão dos mercados grossistas visa assegurar a sua integridade e transparência, incluindo a regular formação dos preços, através do registo de agentes, da comunicação de transações e publicação de informações privilegiadas⁷⁶ (eliminando bolsas assimétricas de informação), bem como da punição do abuso de informação e da manipulação de mercado⁷⁷.

Neste plano, avulta ainda o mecanismo regulatório do equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal⁷⁸, que implica a supervisão de medidas e eventos extramercado que influam nos preços. Sempre que dos referidos eventos decorram benefícios não expectáveis para os produtores nacionais, é realizada a correspondente compensação, no âmbito da repartição dos CIEG, no âmbito tarifário (*clawback*).

A supervisão dos mercados retalhistas implica a adequada vigilância do bom funcionamento da atividade de comercialização de energia a clientes finais. Neste plano, sem prejuízo da demais regulamentação, destaca-se a supervisão comportamental do denominado ciclo de relacionamento comercial, designadamente em sede de contração (dever de contratar, conteúdo mínimo de propostas e contratos, diversidade de meios de pagamento, opções tarifárias, períodos horários e ofertas comerciais), das tarifas e preços aplicados (incluindo a aplicação dos tarifas sociais, a proibição da imposição de consumos mínimos e de cobrança de valores referentes aos contadores, a tutela do regime das cauções), da execução contratual (leituras e estimativas, faturação discriminada, tratamento de reclamações e resolução de litígios, regime da suspensão do fornecimento e, ainda, a qualidade do serviço, que gera o dever de pagar compensações automáticas aos consumidores) e em sede de cessação contratual e mudança de comercializador⁷⁹.

Mobilidade Elétrica

O cenário global de transição energética, num quadro de promoção da descarbonização (com o contributo paralelo dos biocombustíveis e possivelmente do hidrogénio), é favorável à mobilidade elétrica, entretanto permitida pelo desenvolvimento tecnológico. A mobilidade elétrica, por sua vez, viabiliza um aumento de consumos no setor elétrico (incremento expectável até 8%), e introduz recursos de flexibilidade através da utilização das baterias dos veículos elétricos como armazenamento de energia elétrica (*vehicle-to-grid*).

⁷⁶ Vd. no setor financeiro, que constituiu a matriz para o setor energético nesta matéria, Filipe MATIAS SANTOS – *Divulgação de Informação Privilegiada*, Almedina, 2011 e Helena BOLINA – “A revisão das diretivas do abuso de mercado: Novo âmbito, o mesmo regime”, *Estudos sobre Law Enforcement, Compliance e Direito Penal*, Almedina, 2017, pp. 425-451.

⁷⁷ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho (REMIT), de 25 de Outubro e Regulamento de Execução n.º 1348/2014 da Comissão de 17 de dezembro.

⁷⁸ Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

⁷⁹ Vd. Jorge Morais CARVALHO – *Manual de Direito do Consumo*, Almedina, 2013, p. 240-243 e Filipe MATIAS SANTOS – «Regulação e Proteção dos Consumidores de energia», I Congresso de Direito do Consumo, Almedina, 2016, pp. 239-257.

O modelo legal português da mobilidade elétrica⁸⁰, de forma original, acompanha o modelo do setor elétrico no que respeita à separação entre operadores de infraestruturas e comercializadores, prevendo para a rede pública uma multiplicidade de agentes, a jusante do sistema elétrico nacional, designadamente operadores de pontos de carregamento, comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica, para além dos utilizadores de veículos elétricos. Para que o modelo seja operacionalizado nestes termos, dada a sua relativa complexidade, foi designada uma entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME).

Assim, o modelo concebido procura assegurar que todos os utilizadores de veículos elétricos que têm um comercializador da mobilidade elétrica podem, através do respetivo cartão, aceder ao ponto de carregamento pagando, pela eletricidade relativa ao carregamento, o preço contratado com o seu comercializador para a mobilidade elétrica. Por sua vez, o acesso a todos os postos de carregamento da rede pública e a interoperabilidade, entre operadores, é garantida pela EGME. O que é substancialmente diferente no modelo em que assentam os postos de abastecimento de combustíveis líquidos.

A regulação no setor da mobilidade elétrica centra-se no relacionamento desta com o setor elétrico, na proteção dos consumidores e na regulação tarifária da EGME, que é responsável, em regime de monopólio, pela gestão e monitorização da rede de mobilidade elétrica, nomeadamente da informação e dos fluxos energéticos e financeiros.

2. Combustíveis Líquidos e Gás de Petróleo Liquefeito (GPL)

Breve enquadramento histórico

O petróleo, em comparação com outros recursos fósseis, por ser mais potente, mais fácil de transportar, de armazenar e de ser transformado em diferentes produtos (combustíveis líquidos e gases de petróleo) tem dominado as matrizes energéticas.

⁸⁰ Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho.

A denominada *era do petróleo*, agora desafiada pela *transição energética* em curso, tem sido essencialmente caracterizada por um fenómeno de concentração e pela geopolítica, longe do poder regulatório estatal. A Standard Oil Company, fundada por John D. Rockefeller, uma das primeiras e das maiores empresas multinacionais do mundo, controlou inicialmente o mercado de produtos petrolíferos⁸¹. Depois de 14 de maio de 1911, quando o *US Supreme Court* decidiu a dissolução da *Standard Oil Company* por considerar que estava em violação das regras de concorrência (*The Sherman Antitrust Act*⁸²), a indústria petrolífera foi fortemente influenciada (desde meados de 1940 até meados de 1970) pelas conhecidas *seven sisters*, ou seja, as companhias petrolíferas multinacionais do *Consórcio do Irão*. Hodiernamente, subsistem quatro dessas empresas (BP, Exxon Mobil, Chevron (Texaco) e Royal Dutch Shell), que competem, principalmente, com a Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e com algumas *national oil companies*⁸³.

No campo geopolítico avultam as crises do petróleo⁸⁴. A primeira, em 1973, desencadeada num contexto de *deficit* de oferta que teve como pano de fundo o conflito israelo-árabe (Guerra do Yom Kippur) e o posicionamento da OPEP face à posição tomada pelos Estados Unidos da América. Esta crise desencadeou a fundação da Agência Internacional da Energia (AIE), sediada em Paris, com o propósito de auxiliar na coordenação de uma resposta coletiva às grandes ruturas no abastecimento de petróleo através da libertação de *stocks* de petróleo de emergência para os mercados⁸⁵, bem como um sistema de emergência no seio Comunitário⁸⁶ e o estabelecimento de obrigações de notificação à Comissão, por parte dos Estados-Membros, relativas a consumos, importações, investimentos e preços energéticos⁸⁷. A segunda, já nos anos 80, no contexto da guerra entre dois dos maiores produtores de petróleo, o Irão e o Iraque, o que conduziu à redução da produção e, conseqüentemente, ao aumento dos preços.

⁸¹ Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry, Management, Strategy & Finance*, PennWell, USA, 2011, pp. 3-6 and 53-78.

⁸² Horace Lafayette WILGUS – *The Standard Oil Decision: The Rule of Reason*, Mich. L. Rev. 9, University of Michigan Law School Scholarship Repository, 1911

⁸³ Bassam FATTOUH, Rahmatallah POUDINEH, Rob WEST – *The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?*, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2018. Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry, Management, Strategy & Finance*, PennWell, USA, 2011, pp. 69, 367-367 and 442-444.

⁸⁴ Ainda assim, antes disso, as instituições comunitárias já haviam adotado a Diretiva n.º 68/414/CEE, de 20 de dezembro, que obriga os Estados-Membros da CEE a manterem um nível mínimo de existências de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos.

⁸⁵ José Carlos VIEIRA DE ANDRADE, Rui de FIGUEIREDO MARCOS (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Instituto Jurídico, Coimbra, 2013, pp. 26-34; Flávio G. I. INOCÊNCIO – *A Organização dos Países Exportadores de Petróleo: o caso de Angola*, Chiado Editora, 2015

⁸⁶ Diretiva do Conselho 75/404, de 13 de fevereiro, relativa à limitação da utilização de gás natural nas centrais elétricas (que viria a ser revogada pela Diretiva do Conselho 91/148/CEE, de 18 de março).

⁸⁷ Obrigações que acresceram às previstas no Regulamento (CEE) n.º 1056/72 do Conselho, de 18 de maio de 1972, relativas aos projetos de investimento de interesse comunitário nos sectores do petróleo, do gás natural e da eletricidade.

Estas crises conduziram, evidentemente, a uma aposta dos países importadores, como é o caso do bloco europeu, nas fontes endógenas, de origem renovável, que permitisse uma menor dependência energética (*security of supply*).

Mais recentemente, estas mesmas preocupações de redução da dependência dos combustíveis fósseis aliada a fortes preocupações ambientais, conduziram à introdução da obrigação de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis líquidos, de acordo com metas definidas, cuja comprovação é feita por meio de títulos. Dado que a emissão destes títulos de biocombustíveis (TdB) depende da verificação de critérios ambientais inerentes às matérias primas utilizadas na sua produção, nos casos de maior reconhecida sustentabilidade é permitida a dupla contagem. O que, por sua vez, levou à criação de um mercado próprio, dado que os títulos de biocombustíveis (TdB) são transacionáveis.

Constituição de reservas

A preocupação com a segurança de abastecimento levou à criação da obrigação de constituição e manutenção de um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos.

Na sequência da primeira crise do petróleo, foram criados no âmbito da comunidade europeia⁸⁸ e de acordo no âmbito da agência internacional de energia⁸⁹, obrigações dos Estados adotarem disposições legislativas e administrativas adequadas para manter, em permanência, um nível adequado de existências de produtos petrolíferos, que tem conhecido desenvolvimentos⁹⁰.

A obrigatoriedade de constituição de reservas é feita, pelos operadores obrigados, por referência a valores históricos (90 dias) de introdução no consumo em períodos anteriores legalmente definidos⁹¹.

Esta obrigação, conceptualmente, pode ser cumprida diretamente pelos operadores, exclusivamente através de uma entidade pública que centralize as reservas ou, ainda, por via de um modelo misto. Em Portugal vigora um regime misto, em que parte da obrigação de constituição de reservas (30 dias) é obrigatoriamente executada pela entidade central e a restante é responsabilidade das próprias empresas. A entidade central pode, ainda assim, substituir na totalidade a obrigação dos pequenos Operadores (sem capacidade de armazenagem própria) e até um adicional de 30 dias (computando 60 dias no total) para os grandes operadores.

⁸⁸ Diretiva 68/414/CEE do Conselho, de 20 de dezembro.

⁸⁹ Acordo relativo ao Programa Internacional de Energia de 18 de novembro de 1974.

⁹⁰ Diretiva 2009/119/CE do Conselho, de 14 de setembro de 2009, alterada pelo Regulamento (UE) n.º 2018/1999, do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro.

⁹¹ Decreto-lei nº 165/2013 de 16 de dezembro.

Introdução da regulação

Não estando estes vetores energéticos, no atual desenho do quadro europeu, geralmente sujeitos à regulação setorial, o projeto político-legislativo nacional veio a apontar no sentido da introdução da regulação.

Alguns dos estudos nacionais que antecederam esta medida, no essencial, perspetivaram bondade na introdução de medidas que visassem sobretudo a separação de atividades, a eliminação ou mitigação de condicionalismos ao nível do acesso a infraestruturas logísticas que limitem a capacidade de importação por parte de operadores de mercado, permitir o acesso de terceiros à capacidade disponível das grandes instalações consideradas de utilidade pública e a garantir a vigilância de preços⁹²; bem como a existência de um registo e cadastro centralizado e regulamentação para a troca de garrafas de gases de petróleo liquefeito (GPL)⁹³.

Assim, já depois da introdução da original medida de imposição de venda de combustíveis simples (permitindo a total comparabilidade de preços, em virtude da imposição de produtos homogéneos)⁹⁴, o sistema petrolífero nacional veio recentemente a ser sujeito à regulação⁹⁵. O que não sendo propriamente comum no quadro europeu, como já se disse, é ainda assim opção política em diversos países, com diferentes configurações, inclusive em Espanha e nos EUA⁹⁶.

A regulação introduzida nestes vetores energéticos veio em muitos aspetos mimetizar, ainda que de forma bem menos intensa, as regras próprias dos setores em rede (eletricidade e gás natural). Não sendo possível, por ausência de histórico e pela natureza algo fragmentária das recentes intervenções legislativas, descrever um quadro consolidado da regulação setorial, expõem-se algumas das principais características.

⁹² *Vd.* Relatório da Autoridade da Concorrência (AdC): “Análise Aprofundada sobre os Sectores dos Combustíveis Líquidos e do Gás Engarrafado em Portugal”, março de 2009.

⁹³ Relatório AdC “A Indústria do Gás de Petróleo Liquefeito em Garrafa em Portugal Continental”, março de 2017.

⁹⁴ Lei n.º 6/2015, de 16 de janeiro

⁹⁵ Referimo-nos às alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto, que alterou profundamente o Decreto-Lei no 31/2006, de 15 de fevereiro, que aprovou o regime jurídico do Sistema Petrolífero Nacional (SPN), bem como Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, que alterou os Estatutos da ERSE, aprovados em anexo ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alargando as atribuições regulatórias ao setor do GPL e aos setores dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis.

⁹⁶ Desde logo, verifica-se em Espanha e noutros países da América Latina. Além disso, no âmbito do setor petrolífero, o regulador dos EUA tem como uma das suas atribuições regular o transporte por *pipeline* no comércio entre Estados.

Regime de separação de atividades e acesso negociado às infraestruturas essenciais

O regime jurídico nacional que rege o sistema petrolífero nacional, veio impor às sociedades que exercem dentro do mesmo grupo empresarial diversas atividades, a separação contabilística das atividades de refinação, armazenamento, transporte e distribuição. A separação é, ainda, obrigatoriamente jurídica no caso das atividades de armazenamento e transporte por conduta de petróleo bruto ou de produtos de petróleo.

Além disso, impôs-se o direito de *acesso negociado* de terceiros às infraestruturas essenciais que, para o efeito, viram declarado o estatuto de interesse público. O que, num país caracterizado pela exiguidade de infraestruturas de transporte e distribuição de produtos petrolíferos, ficou confinado à CLC – Companhia Logística de Combustíveis, S.A. (a maior infraestrutura existente, que liga por oleoduto multiprodutos Sines a Aveiras), à Sigás e à Pergás (infraestruturas de dimensão bem menor, na área de Sines e Perafita, respetivamente)⁹⁷.

O *acesso negociado*, implica que estas infraestruturas – apesar de serem detidas por privados – ficaram obrigadas, nos termos da lei, a permitir o acesso de terceiros, aplicando preços que devem tornar públicos, incluindo os descontos aplicáveis (v.g. em função da variedade de produtos, quantidade, e antiguidade ou fidelidade). Em função do desenho legal ou regulamentar, geralmente os preços são construídos com base na média de preços historicamente praticados ou em metodologias regulatórias fixadas, que permitam celebrar contratos na base de acordos comerciais voluntários, num quadro de supervisão setorial e de proibição de abuso da posição dominante.

Além disso, é função regulatória a definição regulamentar de procedimentos que previnam no acesso às instalações declaradas de interesse público, quer o congestionamento contratual – definindo a duração das utilizações de curto, médio e longo prazos –, quer os congestionamentos físicos, considerando a segurança do abastecimento⁹⁸. Com vista à resolução de falhas de concorrência no mercado, podem ser definidas condições comerciais de acesso às instalações.

⁹⁷ Art. 34.º-A do Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 244/2015, de 19 de outubro e Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 5382/2017, de 20 de junho de 2017.

⁹⁸ Artigo 24.º, n.º 3 e 24.º-A do Regime Jurídico do Sistema Petrolífero Nacional.

Supervisão de preços

A liberalização dos preços dos mercados de GPL⁹⁹, desde setembro de 1990, e sobretudo dos combustíveis líquidos¹⁰⁰, em 2004, ditando o fim da fixação administrativa de preços máximos de venda ao público, reconduziu a preocupações de controlo *ex post* dos preços praticados e, inerentemente, à sua monitorização numa ótica de prevenção de práticas de *price fixing*.

A importância económica e social dos produtos petrolíferos, associada às características da estruturação do setor, justifica *per se* a supervisão de preços, inicialmente a cargo da regulação transversal da concorrência e, mais recentemente, atribuída à regulação setorial.

Assim, tendo em vista evitar e detetar práticas restritivas da concorrência, prevê-se que o regulador proceda ao *data collection* e disponibilize informação aos consumidores sobre os preços de venda dos combustíveis e do GPL engarrafado, bem como preços de referência e a respetiva metodologia de cálculo (que considera não só a cotação internacional do produto, mas também os custos com a descarga em terminal portuário, com o frete do transporte, com a armazenagem e a incorporação de biocombustíveis, o enchimento de garrafas quando aplicável, bem como os tributos aplicáveis)¹⁰¹.

Obrigação de venda de GPL e mecanismo de troca de garrafas

O GPL, que em Portugal assume especial importância social dada a dimensão relativamente reduzida da rede de gás natural, levou à obrigatoriedade de venda de GPL engarrafado nos postos de abastecimento de combustíveis, dependendo as isenções de decisão regulatória, e à regulamentação do processo de armazenagem, recolha e troca de garrafas entre operadores¹⁰².

No quadro de um vetor energético que pode ser propício a açambarcamentos e congestionamentos, a regulamentação desenvolve obrigações de inventário e de troca de informação com a finalidade de garantir a rastreabilidade das garrafas, impedir a sua retenção indevida e promover a recolha tempestiva. Paralelamente, procurando ganhos de eficiência operacional, foi instituído um mecanismo de troca de garrafas de GPL centralizado num reduzido número de parques, mediante decisão regulatória orientada por critérios de capacidade e de localização geográfica, que dispõem, individual e agregadamente das condições necessárias ao regular funcionamento deste vetor energético.

⁹⁹ Portaria n.º 782-B/90, de 1 de setembro.

¹⁰⁰ Portaria n.º 1423-F/2003, de 31 de dezembro.

¹⁰¹ O que na lógica da prevenção de práticas anti concorrenciais, na medida do possível, deve ser feito de modo a evitar que se reconduzam a preços grossistas (sem inclusão da componente de retalho) na medida em que essa informação é útil apenas para os operadores enquanto pontos focais de colusão, e não para os consumidores.

¹⁰² Decreto-Lei n.º 5/2018, de 2 de fevereiro.

3. Perspetivas futuras: transição energética em curso

Depois de décadas de predominância do petróleo, o setor energético move-se dos hidrocarbonetos para os eletrões¹⁰³. Vários indicadores apontam para um substancial crescimento da eletricidade no *mix* energético, capaz de substituir a hegemonia do petróleo¹⁰⁴. O previsível fim da *era do petróleo* dará lugar a uma maior eletrificação da economia.

As políticas públicas prosseguidas que permitiram mercados concorrenciais e uma integração europeia harmonizada e, em especial, os apoios públicos concedidos à produção de energia a partir de fontes renováveis, aliadas à descentralização da produção e ao desenvolvimento tecnológico, permitiram a transição energética em curso¹⁰⁵.

Este fenómeno é acelerado pela concretização no setor dos processos de descarbonização, digitalização e descentralização, que é suscetível de reconfigurar o sistema energético. A substituição do *mix* energético vem acompanhada de novas soluções (v.g. armazenamento de eletricidade), novas soluções de mobilidade e flexibilidade (*demand responde, vehicle-to-grid*), possível erosão da intermediação necessária das redes (criação de soluções de autoconsumo individual e coletivo), a criação de desenvolvimento das denominadas “comunidades da energia”, e o desenvolvimento de mercados mais integrados (inclusive de serviços de sistema e de garantias de origem)¹⁰⁶.

A transição energética acarreta, por isso, paralelamente, múltiplos desafios ao setor elétrico para os quais as respostas possíveis ainda não estão testadas. O mundo da energia e o da eletricidade em particular, vão complexificar-se. Estados, reguladores, agentes e consumidores terão de ajustar-se no âmbito de um quadro normativo também ele em necessária mudança.

¹⁰³ Henry TRICKS – “Clean power is shaking up the global geopolitics of energy”, *The Economist*, 15 de março de 2018.

¹⁰⁴ Em Portugal, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica RNC2050 preveem que a eletricidade, que hoje ocupa pouco mais de 25% da energia consumida, passe a ser dominante, substituído o petróleo.

¹⁰⁵ *Vd.* Filipe MATIAS SANTOS – “Transição Energética: enquadramento e desafios”, *Revista Videre*, Dourados, Brasil, MS, v.11, n.22, jul./dez. 2019, pp. 143-153.

¹⁰⁶ Filipe MATIAS SANTOS – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63.

Para tanto será, certamente, necessário não só continuar a promover investimentos em infraestruturas que sejam economicamente racionais, evitando escassez mas também custos ociosos, como será imprescindível a criação de condições para uma gestão integrada e holística do sistema energético, tendo em conta as valências dos seus diferentes vetores, assegurar a eficiência económica dos mercados, integrando soluções de maior flexibilidade na gestão da procura e a eficiência energética, num contexto de maior comércio transfronteiriço e de respeito e tutela pelos direitos e interesses dos consumidores.

No quadro dos três clássicos pilares do *energy trilemma*, segurança do abastecimento, concorrência e sustentabilidade (ambiental e económica), as escolhas dos consumidores e o desenvolvimento dos mercados, enformados pelas políticas públicas, ditarão o futuro.

■ Regulação e Proteção dos Consumidores de Energia¹

Introdução

O Direito da Energia, enquanto estudo de realidades jurídicas interdisciplinares, tendo ganho autonomia científica, é habitualmente perspetivado nas categorias de Direito Regulatório e do Direito Económico². Não obstante, o Direito da Energia cruza-se, evidentemente, também com o direito do Consumo³, designadamente no que respeita ao chamado ciclo de relacionamento comercial, ou seja, a propósito da contratualização entre consumidores de eletricidade e gás natural e as empresas comercializadoras. Destarte, é nesse âmbito, em face da existência de uma pressuposta relação desequilibrada (fundamento tradicional da autonomia do Direito do Consumo⁴), que se torna mais evidente para os consumidores a importância do quadro legal e regulamentar aplicável. Contudo, porquanto seria extremamente redutor e, nessa medida, enganoso, reduzir a proteção dos consumidores de energia às regras que conformam o ciclo de relacionamento comercial, impõem-se algumas considerações mais amplas.

Assim, em face do exposto, para perspetivar adequadamente a proteção dos consumidores de energia no quadro regulatório vigente, importa:

1. Enquadrar a regulação energética dos setores da eletricidade e do gás natural no contexto da atividade das grandes indústrias de rede, que integram os denominados serviços de interesse económico geral, submetidos a obrigações específicas de serviço público. Neste contexto, será dado relevo à abertura dos mercados energéticos à concorrência, sob regulação pública, que tem como contraponto a necessidade de reforço da proteção dos consumidores;
2. Perspetivar a proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia, legalmente cometida à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), tanto no âmbito das competências regulatórias, regulamentares e consultivas, como no âmbito das competências para a resolução dos litígios, de supervisão e sancionatórias, exercidas por esta Entidade Reguladora;
3. Focar alguns temas que se cruzam com o direito do consumo, a propósito do ciclo de relacionamento comercial, designadamente aspetos relativos à (i) contração (dever de contratar, conteúdo mínimo de propostas e contratos, diversidade de meios de pagamento,

¹ Artigo anteriormente publicado em Jorge MORAIS CARVALHO (coord.) – *I Congresso de Direito do Consumo*, Almedina, Coimbra, 2016, pp. 229-257.

² Sobre a autonomia do Direito da Energia *vd.* Susana Tavares da SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, p. 17-30 e Lourenço Vilhena de FREITAS – *Direito Administrativo da Energia*, Associação Académica da Faculdade de Direito de Lisboa, 2013, p. 7-16.

³ Dada a natureza interdisciplinar, os cruzamentos são múltiplos. Basta pensar que no exercício de poderes sancionatórios o Direito da Energia, enquanto Direito Regulatório, cruza-se com o Direito Público Infracional.

⁴ Jorge Morais CARVALHO – *Manual de Direito do Consumo*, Almedina, 2013, p. 19.

opções tarifárias, períodos horários e ofertas comerciais), (ii) às tarifas e preços (tarifas e preços regulados, tarifas sociais, apoio social extraordinário ao consumidor de energia, proibição da imposição de consumos mínimos e de cobrança de valores referentes aos contadores, regime das cauções), (iii) à execução contratual (leituras e estimativas, faturação discriminada, tratamento de reclamações e resolução de litígios, regime da suspensão do fornecimento e qualidade do serviço) e (iv) à cessação contratual e mudança de comercializador.

1. A essencialidade da energia no contexto dos serviços de interesse económico geral

O setor energético assume, consabidamente, uma importância vital para os todos os consumidores – conceito que no Direito da Energia pode assumir uma vocação universal, paralela ao conceito de “utente”, tal como este é adotado no Direito Consumo⁵.

Com efeito, se para as famílias o fornecimento de gás natural e, em especial, de eletricidade, constitui uma necessidade da primeira ordem, de carácter permanente (imprescindibilidade), e concomitantemente um custo a suportar pelo orçamento familiar, para as empresas a energia constitui, tantas vezes, uma componente do próprio processo produtivo e, por isso mesmo, um relevante fator de competitividade. Paralelamente, aquela essencialidade resulta ainda da responsabilidade que o setor energético assume na dinamização de múltiplos outros setores, com os quais apresenta notáveis interseções. A título exemplificativo, veja-se como hodiernamente não é possível equacionar questões ambientais (*maxime* as alterações climáticas) sem ter em conta o papel produção de energia a partir de fontes renováveis na redução da emissão de gases com efeitos de estufa. Assim como não é possível debruçarmo-nos sobre o setor dos transportes sem ter em conta o papel inovador e descarbonizador da mobilidade elétrica⁶. As interseções do setor energético são extensíveis, em maior ou menor medida, aos mercados financeiros

⁵ No setor elétrico, *vd.* as definições do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro (redação vigente), do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro (redação vigente). No setor do gás natural, *vd.* artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro (redação vigente), bem como o artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro (redação vigente). Reconhecendo a vocação universal, o Regulamento das Relações Comerciais, tanto do setor elétrico, como do gás natural, dispõe no n.º 2 do artigo 9.º que clientes e consumidores são utilizados como tendo o mesmo significado.

Sobre a distinção no direito do consumo *vd.* Carlos Ferreira de ALMEIDA – *Direito do Consumo*, Almedina, 2005, p. 29, Jorge Morais CARVALHO – *Manual de Direito do Consumo*, 2013, p. 13-18, Flávia da Costa de SÁ – *Contratos de Prestação de Serviços de Comunicações Eletrónicas: A Suspensão do Serviço em Especial*, Dissertação de Mestrado em Direito, FDUNL, 2014, pp. 15-16.

⁶ O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, define a organização, o acesso e o exercício das atividades do setor da mobilidade elétrica, atribuindo à ERSE competências regulatórias.

(v.g. os mercados grossistas de energia, v.g. o consolidado MIBEL⁷, o MIBGÁS (em formação⁸), ou as operações de titularização de défice tarifário⁹), ao setor agrícola (v.g. biogases e biocombustíveis¹⁰) ou ao imobiliário e infraestruturas (v.g. interligações, redes, eficiência energética do parque habitacional). Não é, pois, de estranhar que, em toda a parte do mundo, o setor energético seja considerado estratégico.

A essencialidade dos setores da eletricidade e do gás natural, a par de outros serviços fornecidos pelas grandes indústrias de rede (*network industry*), que necessitam de avultados investimentos de capital intensivo, levou a que o Estado durante muitos anos se apresentasse como acionista, produtor ou aprovisionador, operador e também (auto)regulador. Com efeito, para responder às necessidades dos cidadãos, em Portugal como na generalidade dos países da Europa continental, o Estado assumiu a titularidade das tarefas de serviço público¹¹. Por conseguinte, no paradigma tradicional de organização dos sistemas elétrico e gasista as diferentes funções e atividades (produção e aprovisionamento, transporte, distribuição, operação de sistema, gestão económica, fornecimento) eram verticalmente integradas em empresas públicas, tendencialmente monopolistas. Neste quadro inexistiam condições estruturais no setor energético, tal como noutros setores das grandes indústrias de rede (v.g. nas telecomunicações), que permitissem mercados concorrenciais.

O objetivo europeu da criação de um mercado interno da energia, articulado com a asserção de que os mercados competitivos são mais eficientes¹², veio determinar, nos anos 90 do século passado, a abertura possível destes setores à concorrência, sob regulação pública, impondo o progressivo abandono do modelo assente em monopólios verticalmente integrados.

⁷ Sobre o funcionamento do MIBEL *vd.* Susana Tavares da SILVA - «MIBEL: o início do embuste», *Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 14, 2004, pp. 31 e ss., Susana Tavares da SILVA - «O Mibel e o mercado interno da energia», *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 279-307 e Gustavo ROCHETTE - *O Mercado Ibérico de Energia Eléctrica: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*, Working Papers Direito da Energia n.º 1/2015, DaeDE, Setembro de 2015 - disponível em <http://www.fd.uc.pt/daede/>

⁸ A Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, veio recentemente autorizar a sociedade MIBGAS, S. A. atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, regulando as participações sociais das sociedades que a constituem, bem como o peso relativo das referidas participações sociais.

⁹ *Vd.* Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro e Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

¹⁰ *Vd.* Decreto-Lei n.º 117/2010, de 25 de Outubro, na redação vigente, e Decreto-Lei n.º 49/2009, de 26 de Fevereiro.

¹¹ Várias razões terão contribuído para esta opção de titularidade: opções ideológicas, carência de capitais privados, aversão ao risco por parte dos investidores e, também, a necessidade de utilização de bens imóveis dos domínios públicos (v.g. terrenos e infraestruturas públicas).

¹² Sobre diferentes modelos (v.g. monopoly, purchasing agency, wholesale competition, retail competition) *v.d.* Sally HUNT, Graham SHUTTLEWORTH - *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996.

A liberalização dos setores implicou a desintegração (*splitting up*) e, mais recentemente, a separação (*unbundling*) dos antigos monopólios verticalmente integrados, por forma a permitir a entrada de novos agentes. Foram, assim, criadas condições estruturais que permitiram a instituição de mercados concorrenciais nas atividades de produção ou aprovisionamento e de comercialização de energia, no qual os mais diferentes agentes passaram a gozar do direito de livre acesso (*open-access*), transparente e não discriminatório às redes de transporte e de distribuição (*non-discriminatory third-party access to networks*), que permaneceram, dada a sua natureza, como monopólios (naturais) regulados¹³.

Esta consagração da abertura à concorrência teve, pois, como contraponto, a necessidade de reforço da proteção dos consumidores de energia, por razões de manifesto interesse coletivo. Assim, os setores elétrico e do gás natural, por integram os denominados serviços de interesse económico geral (SIEG), continuam parcialmente submetidos a obrigações específicas de serviço público, visando a prossecução do interesse público, em derrogação do livre jogo da procura e da oferta, tendo por primado os princípios da (i) disponibilidade (tem de existir fornecimento, mesmo que o mercado por si não o proporcione), da (ii) acessibilidade, quer territorial (fornecimento independe da localização geográfica), quer quanto ao preço (os preços pretendem-se, em geral, acessíveis ou, pelo menos, toleráveis e não discriminatórios, com especial proteção dos consumidores economicamente vulneráveis, evitando qualquer exclusão social), da (iii) continuidade (materializada na exigência de fornecimento regular, contínuo e ininterrupto), da (iv) qualidade (sujeição a avaliações periódicas por referência a critérios quantitativos e qualitativos), e da (v) adaptabilidade (modelação consoante as necessidades sociais, o desenvolvimento técnico e as prioridades)¹⁴.

Paralelamente, a par da liberalização das atividades, verificou-se no caso português, como noutros, um fenómeno de privatização das empresas energéticas incumbentes. O que significa que o Estado deixou de poder condicionar, por via do papel acionista, o comportamento das empresas que operam no setor energético.

¹³ Vd. Vítor SANTOS – «A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios», *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26; Carlos LOBO – *Sectores em Rede: Regulação para a Concorrência*, Almedina, 2009, pp. 67-68; Filipe Matias SANTOS – “O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural”, *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014 (no prelo 2015), pp. 90.

¹⁴ Vital MOREIRA – «Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 547-563, Pedro GONÇALVES – *A concessão de serviços públicos*, Almedina, 1999, pp. 36 e 37; Pedro GONÇALVES, Licínio Lopes MARTINS – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 198-224; Conselho Económico e Social – *Os Serviços de Interesse Económico Geral* (Estudos Setoriais), Lisboa, 2006; Livro Verde da Comissão Europeia sobre os Serviços de Interesse Económico Geral, Bruxelas, 21.05.2003 COM (2003) 270 final; Case C-280/00 Altmark Trans and Regierungspräsidium Magdeburg v. Nahverkehrsgesellschaft Altmark [2003] ECR I-7747.

A rutura com o modelo de prestação direta pelo Estado das necessidades básicas dos cidadãos, inicialmente instituído, no que respeita a serviços industriais e comerciais – i.e. o rompimento com o denominado *Estado de Serviço Público* –, concretizado através da liberalização do *setor público económico*, entretanto privatizado, fez nascer a necessidade do *Estado Regulador* que cuide das tarefas necessárias à satisfação de necessidades coletivas que foram deslocadas do Estado para o mercado¹⁵. Em Portugal, no contexto de uma profunda reforma do setor elétrico que precedeu a primeira fase de reprivatização da EDP¹⁶, o legislador criou juridicamente, em 1995, a então designada Entidade Reguladora do Setor Elétrico¹⁷, antecipando as exigências das Diretivas sobre o mercado da energia¹⁸. A missão da ERSE veio a ser alargada, em 2002, ao setor do gás natural¹⁹ (o que motivou a redenominação da ERSE para Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) e mais recentemente à mobilidade elétrica²⁰. O regulador dos serviços energéticos tem, justamente, como grandes missões, a par de (i) assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público (quando geridas de forma adequada e eficiente), (ii) proteger os direitos e os interesses dos consumidores²¹.

2. Regulação setorial da energia no quadro das suas finalidades

Os mercados da eletricidade e do gás natural assentam, como vimos, em *public utilities*, caracterizadas pela necessidade de avultados investimentos, de capital intensivo, para o exercício de atividades económicas consideradas essenciais e de interesse público, em consonância como o modelo social que sustenta a nossa vida em comunidade.

¹⁵ Pedro GONÇALVES, Licínio Lopes MARTINS – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 173-247.

¹⁶ A primeira das oito fases de privatização da EDP ocorreu em Junho de 1997, com a alienação de 179.960.000 ações representativas de 29.99% do capital da EDP (cf. Decreto-Lei nº 78-A/97 de 7 de Abril, Resoluções do Conselho de Ministros nºs 68/97, 82/97 e 95/97). A operação consistiu numa oferta combinada de ações através: (i) de uma Oferta Pública de Venda (OPV) no mercado nacional destinada a pequenos subscritores, público em geral, obrigacionistas e trabalhadores da EDP; (ii) de uma Venda Direta dirigida a Investidores Institucionais que ficaram obrigados a proceder à posterior dispersão das ações, nomeadamente em mercados internacionais. As ações representativas do capital social da EDP foram inicialmente admitidas à negociação no mercado de cotações oficiais da NYSE Euronext Lisboa (então denominada Bolsa de Valores de Lisboa) em 16 de Junho de 1997.

¹⁷ O Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, criou, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico.

¹⁸ No que respeita à independência regulatória, as Diretivas que integram o denominado «segundo pacote», i.e. as Diretivas n.º 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, vieram consagrar as entidades reguladoras nacionais, tendo as exigências e garantias da sua independência saído amplamente reforçadas no denominado «terceiro pacote», que inclui as Diretivas Diretiva n.º 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho. Sobre o assunto *vd.* Christopher JONES – *EU Energy Law, The Internal Energy Market, The Third Liberalisation Package*, Vol. I, Claeys & Casteels, 2010, pp. 222-223 e 227.

¹⁹ Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

²⁰ Cf. artigo 3.º, n.º 2, al. y) dos Estatutos da ERSE (desde a redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro), e artigo 1.º, n.º 3 dos mesmos Estatutos da ERSE, na redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

²¹ Cf. alíneas a) e b) do n.º 2 do artigo 3.º dos Estatutos da ERSE, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

A regulação energética, no contexto das indústrias de rede, essenciais à prestação de serviços de interesse económico geral, é historicamente exigida, desde logo, pela inegável falha de mercado (*market failure*) consubstanciada pela subsistência de redes e infraestruturas monopolistas (para mais, recentemente privatizadas), que carecem inegavelmente de regulação económica.

Com efeito, a existência de infraestruturas monopolistas, essenciais à operação dos mercados eléctrico e gasista, conduz *per se* à necessidade de hetero-regulação. Destarte, é consensual que não devem ser as próprias empresas monopolistas (que no caso português, como noutros, foram entretanto privatizadas) a fixar livremente a sua própria remuneração. Pelo que, entre o mais, a regulação é desde logo essencial para, segundo regras e metodologias previamente aprovadas, proceder ao reconhecimento dos proveitos permitidos (*allowed revenues*) dos operadores e fixar tarifas que permitam a sua recuperação, tendo em conta objetivos como a eficiência dos preços, a necessidade de assegurar o investimento nas infraestruturas e a atualização tecnológica, bem como a qualidade do serviço (*regulação para a eficiência*)²².

Adicionalmente, a especificidade, complexidade, sofisticação e essencialidade do setor impõem que no domínio energético, como no setor financeiro, esta missão seja entregue a uma entidade reguladora independente, de base tecnocrática, que garanta níveis de coerência temporal, com isenção política, por forma a garantir a atração de avultados e imprescindíveis investimentos de longo prazo, a preços tão eficientes quanto possível²³.

O Regulador tem, pois, de exercer controlo de mercado, por forma a garantir, entre o mais, a nivelção da qualidade dos serviços prestados nas atividades monopolistas (na maioria exercidas por empresas dos grupos EDP, REN e GALP), procurando, concomitantemente, que os custos associados sejam eficientes (para que o preço pago pelo uso das redes seja tolerável pelos consumidores), bem como o cumprimento das obrigações de serviço público, em especial a comercialização de último recurso. É neste âmbito (centrado predominantemente numa regulação *ex ante*) que a ERSE, para além da disciplina regulamentar inerente, fixa padrões e métricas de qualidade do serviço (bem como compensações pagas pelos operadores pelo seu não cumprimento), tem um papel na monitorização e definição dos planos de desenvolvimento e investimento das redes, ou reconhece os proveitos permitidos às empresas reguladas (garantindo a inexistência de subsidias cruzadas), fixando também as tarifas e os preços a pagar pelos consumidores.

²² Susana Tavares da SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, p. 162-164.

²³ Vital MOREIRA, Fernanda MAÇÃS – *Autoridades Reguladoras Independentes – Estudo e Projeto de Lei-Quadro*, Coimbra Editora, p. 22-30, 2003, CHRISTOPHER JONES – *EU Energy Law - The Internal Energy Market - The Third Liberalisation Package*, Vol. I, 2010, Claeys & Casteels, 2010, p. 222-223 e 227, Marta de Sousa Nunes VICENTE – *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*, Coimbra Editora, 2012, p. 29-34.

No campo regulatório e regulamentar o Regulador toma decisões, no âmbito do espaço de escolha e de conformação que lhe é conferido pelo legislador, no exercício de uma ampla *discricionariedade regulatória*²⁴. Para o efeito é necessária a realização de ponderações complexas, nomeadamente entre interesses públicos e interesses privados, nem sempre convergentes, que atentem designadamente nos direitos e na proteção dos consumidores.

Paralelamente, a regulação energética implica, também, crescentemente, atuações *ex post* que assegurem o cumprimento das normas e decisões regulatórias, supridas assimetrias informativas e operada uma adequada supervisão setorial, inclusive comportamental. Com efeito, para além da supervisão dos operadores e das atividades economicamente reguladas (monopolistas), as atividades de produção e comercialização (em regime de mercado), a montante e a jusante das primeiras, que são desenvolvidas por múltiplos agentes²⁵, também estão sujeitas à supervisão e regulação energéticas. A supervisão dos mercados grossistas visa assegurar a sua integridade e transparência, quer através da publicação de informações privilegiadas (eliminando assimetrias informativas), quer através da punição do abuso de informação e da manipulação de mercado²⁶. A transparência, integridade e liquidez dos mercados visa, justamente, promover a confiança dos investidores e a formação regular dos preços em benefício último dos consumidores. A supervisão dos mercados retalhistas implica a adequada vigilância do bom funcionamento da atividade de comercialização de energia a clientes finais, incluindo a operação da mudança de comercializador, tutelando os direitos dos consumidores. Em boa verdade, a supervisão complementa a regulação *ex ante*, vivendo ambas cada vez mais associadas. A título exemplificativo, no caso dos operadores da rede de transporte (ORT) a ERSE afere e certifica a efetiva independência e separação jurídica e patrimonial destes operadores face às atividades de produção e comercialização, avaliando designadamente possíveis conflitos de interesses dos acionistas e membros dos conselhos de administração e fiscalização destes operadores face às atividades de produção e comercialização, por forma garantir a inexistência de incentivos perversos que pudessem conduzir a discriminações no acesso às redes. Não obstante, uma vez certificadas as empresas ficam sujeitas à supervisão da ERSE, que pode solicitar elementos, determinar reportes periódicos, sancionar as empresas e, sendo caso disso, reapreciar as próprias condições de certificação.

²⁴ Neste sentido *vide* Ana Raquel Gonçalves MONIZ – “Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores?”, *A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013, pp. 122-123.

²⁵ Estes agentes têm direito de acesso não discriminatório às redes monopolistas, evidentemente, mesmo sendo estas operadas e detidas por operadores pertencentes a outros grupos económicos.

²⁶ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho (REMIT), de 25 de outubro e Regulamento de Execução n.º 1348/2014 da Comissão de 17 de dezembro.

Por fim, para além da função consultiva²⁷, o regulador energético desempenha funções no âmbito da resolução de litígios e no plano sancionatório. Enquanto autoridade de resolução de litígios²⁸, por meio de *procedimentos administrativos triangulares*, o Regulador pode tomar decisões vinculativas, designadamente, quando esteja em causa o interesse público no correto funcionamento do Sistema regulado, tendo em vista a *ordem pública setorial* (função de *adjudication* ou quase-jurisdicional)²⁹, podendo, em qualquer caso, promover e fazer uso de procedimentos de resolução alternativa de litígios (mediação, conciliação, fomento da arbitragem). Os consumidores são, evidentemente, beneficiários diretos da resolução de litígios operada em sede regulatória.

Por fim, sendo consequente com as suas decisões regulatórias, com a regulamentação que fez aprovar e com as ações de fiscalização e supervisão, o regulador pode atuar no plano sancionatório, por forma a garantir a respeitabilidade das normas setoriais aplicáveis (*enforcement*), tutelando contraordenacionalmente o funcionamento dos mercados e os direitos dos consumidores de energia³⁰. Os processos podem ser abertos em função de ilícitos detetados no decurso da atividade regulatória, de supervisão ou fiscalizadora da ERSE, como através de reclamações, denúncias (*whistleblowing*) ou participações de entidades terceiras.

O que significa que a atuação regulatória na energia tem sempre presente a tutela dos mercados, o bom funcionamento do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural, bem como os interesses dos consumidores.

3. Em especial: a proteção dos consumidores de energia no ciclo de relacionamento comercial

Estando demonstrado que a proteção dos direitos e interesses dos consumidores está omnipresente na atuação regulatória energética, vejamos numa perspetiva mais focada na ótica do Direito do Consumo, a propósito do ciclo de relacionamento comercial, alguns aspetos práticos, decorrentes do bloco legal e regulamentar³¹ aplicável.

²⁷ Emissão de pareceres por sua iniciativa ou a pedido dos órgãos de soberania (Assembleia da República, Governo, Tribunais) de outros reguladores (Autoridade da Concorrência, Comissão do Mercado de Valores Mobiliários) e órgãos da Administração Pública (v.g. Direção Geral de Energia e Geologia e Direção Geral do Consumidor).

²⁸ V.g. artigo 37.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, artigo 41.º da Diretiva n.º 2009/73/CE, artigos 20.º e 21.º dos Estatutos da ERSE e artigo 40.º, n.º 4 da Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, que aprovou a Lei-Quadro das entidades reguladoras.

²⁹ Pedro GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, p. 48-50; Rodrigo Varela MARTINS – “Os poderes de regulação da ERSE”, *Revista de Direito Público e Regulação*, CEDIPRE, n.º 3, Setembro de 2009, pp. 97-98.

³⁰ Artigo 19.º dos Estatutos da ERSE e Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprovou o regime sancionatório do setor energético.

³¹ Este bloco, para além das leis gerais de defesa do consumidor, integra designadamente o Regime Jurídico dos Serviços Públicos Essenciais, aprovado pela Lei n.º 23/96, de 26 de julho (na redação vigente), os Decretos-Lei setoriais, bem como a Regulamentação da ERSE.

3.1 Oferta / Contratação

Assim, tendo presente que os serviços de fornecimento de eletricidade e gás natural, por regra, são caracterizados como uma prestação duradoura de execução continuada, vejamos as questões que se colocam desde logo no momento da contratação.

3.1.1 O Dever de contratar

Em primeiro lugar, importa sublinhar que a contratação está assegurada. Com efeito, por forma a garantir a disponibilidade e a acessibilidade da eletricidade e do gás natural não só são impostos deveres específicos aos comercializadores em regime de mercado, como foram institucionalizados comercializadores de último recurso (CUR)³² que atuam supletivamente em caso de falha de mercado.

Assim, os comercializadores em regime de mercado, desde que disponham de oferta e os fornecimentos se situem dentro da área geográfica da sua atuação, têm o dever de apresentar propostas de fornecimento de eletricidade e gás natural a todos os clientes que o solicitem em prazos céleres (limites máximos de 8 e 12 dias, consoante os níveis de fornecimento)³³. Adicionalmente, os comercializadores que se propõem abastecer clientes de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN) e/ou clientes com consumos anuais até 10.000 m³ de gás natural, estão obrigados, desde logo, a disponibilizar propostas públicas, designadamente através das suas páginas na Internet, sem prejuízo de poderem vir a ser acordas condições contratuais distintas³⁴.

Paralelamente, foram instituídos e designados os denominados comercializadores de último recurso que, encontrando-se sujeitos a obrigações de serviço público universal, têm de garantir supletivamente a disponibilidade e a acessibilidade do fornecimento de eletricidade e gás natural³⁵. Estes comercializadores de último recurso, para além de fornecerem os clientes que ainda não optaram por transitar para

³² Filipe Matias SANTOS – “O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural”, *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 89-116.

³³ Al. m) do n.º 2 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e al. m) do n.º 2 do artigo 35.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, artigo 105.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 214.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

³⁴ Artigo 105.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e e artigo 214.º Regulamento das Relações Comerciais do gás natural. *Vd.* Jorge Morais CARVALHO – *Manual de Direito do Consumo*, Almedina, 2013, p. 240-243.

³⁵ Artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

o mercado livre (o que poderá acontecer até ao final do prazo de extinção das tarifas transitórias (integradas³⁶), têm por missão fornecer:

- a) clientes finais economicamente vulneráveis, após a extinção das tarifas reguladas ou tarifas transitórias³⁷;
- b) clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade (v.g. em situações de insolvência)³⁸;
- c) clientes situados em qualquer local onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado pelo tempo que essa ausência se mantenha³⁹ ou, no caso do gás natural, nos locais cobertos pela rede de gás natural, para quais não exista oferta de mercado⁴⁰.

O conceito de comercializador de último recurso corresponde, pois, ao conceito mais antigo de prestador de serviço universal criado no sector das telecomunicações (nos E.U.A.) e que se traduz no conjunto mínimo de prestações definidas e de qualidade especificada, disponível para todos os utilizadores independentemente da sua localização geográfica e a um preço razoável⁴¹.

No Setor Elétrico são comercializadores de último recurso a EDP Serviço Universal, S.A. (EDP SU)⁴² e uma dezena de Cooperativas e entidades que operam em pequenas circunscrições do continente (ao nível de freguesia) e, nas regiões autónomas, Empresa de Electricidade da Madeira e a Electricidade dos Açores⁴³. No Setor do Gás Natural operam como comercializadores de último recurso doze entidades, a maioria pertence ao Grupo Galp, uma integra o Grupo EDP (na região do Porto), existindo ainda dois outros operadores⁴⁴.

³⁶ Artigo 46.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 53, n.º 3, al. a) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, conjugado com o Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro e com a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março

³⁷ Artigo 46.º, n.º 3 *in fine* do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 53.º, n.º 3, al. a) *in fine* do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente e artigo 40.º, n.º 3 *in fine* do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. a) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

³⁸ Artigo 46.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigo 53.º, n.º 3, al. d) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente. *Vd.* também o artigo 40.º, n.º 6 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e o artigo 41.º, n.º 3, al. d), n.º 5 e 6 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

³⁹ Artigo 46.º, n.º 4 *in fine* do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e artigo 53.º, n.º 3, al. c) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente. *Vd.* também o artigo 53.º, n.º 3, als. e) e f) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁴⁰ Artigo 40.º, n.º 6 *in fine* do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. c) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

⁴¹ Sander SIMONETTI – “Two Models of Last Resort Supply in the Liberalised European Energy Market”, *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol. 24, N.º 4, 2006, pp. 559-573, Pedro GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, p. 100.

⁴² Artigo 73.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁴³ Artigo 36.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, em linha com o artigo 26.º, n.º 4 da Diretiva n.º 2009/72/CE.

⁴⁴ Artigos 3.º, al. m), 4.º, 40.º a 43.º, 51.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, bem como os artigos 3.º, al. m), 4.º, 32.º, 40.º a 42.º, 58.º e 64.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

3.1.2 Conteúdo mínimo das propostas e dos contratos

Não obstante as partes gozarem de liberdade quanto à estipulação contratual, desde logo, o conteúdo quer das ofertas, quer dos contratos, encontra-se regulado, por forma a proteger os consumidores, sem prejuízo das normas imperativas que, obviamente, sempre prevalecerão sobre clausulados acordados.

Primeiramente, o relacionamento comercial entre todas as entidades que operam no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) devem guiar-se por princípios de igualdade de tratamento e de oportunidades, bem como de não discriminação, transparência e objetividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial e liberdade de escolha do comercializador⁴⁵. Além disso os fornecedores de energia, como qualquer outro prestador de serviços públicos, estão legalmente vinculados a proceder de acordo com a boa fé⁴⁶.

Adicionalmente, de forma mais concreta, para além conteúdo mínimo a que as próprias propostas de fornecimento (que devem ser acompanhadas das condições gerais do contrato aplicável) devem obedecer, o contrato tem de ter a forma escrita e especificar pelo menos: (i) a identidade e o endereço do comercializador, (ii) os serviços fornecidos, características, níveis de qualidade desses serviços, condições normais de acesso e utilização, (iii) a data de início do fornecimento, a possibilidade de registo como cliente com necessidades especiais, (iv) os meios através dos quais pode ser obtida informação atualizada sobre as tarifas e preços e outros encargos eventualmente aplicáveis; a (v) duração do contrato, as condições de renovação e termo do contrato e dos serviços que lhe estejam associados, bem como as condições de denúncia, devendo neste caso indicar se a denúncia importa ou não o pagamento de encargos pelo cliente, (vi) os indicadores e padrões de qualidade de serviço aplicáveis, bem como as compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados, (vii) Os meios de pagamento ao dispor do cliente, (viii) os prazos máximos de resposta a reclamações a observar pelos comercializadores⁴⁷.

As informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo sobre o tratamento de reclamações e os meios de resolução de litígios disponíveis (que também devem ser disponibilizadas na internet).

⁴⁵ Artigos 5.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁴⁶ Artigo 3.º do Regime de Proteção dos Utentes dos Serviços Públicos

⁴⁷ Artigo 45.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigentes, artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, artigo 105.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 216.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do Gás Natural.

3.1.3 Diversidade de meios de pagamento

Outra dimensão da preocupação em torno da acessibilidade da energia elétrica e do gás natural prende-se com a diversidade dos meios de pagamento. Com efeito, se para muitos o pagamento destes serviços por transferência bancária ou multibanco é cómodo, para outros – sobretudo para os mais vulneráveis – é essencial que o pagamento possa ser feito em dinheiro.

Segundo as normas que regulam a questão, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem disponibilizar aos seus clientes diversos meios de pagamento, devendo o pagamento ser efetuado nas modalidades acordadas entre as partes. Ademais, em caso de mora do cliente, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem, ainda, manter a possibilidade de escolha entre dois ou mais meios de pagamento que, no caso concreto, não se revelem manifestamente onerosos para o cliente⁴⁸.

3.1.4 Opções tarifárias, períodos horários e ofertas comerciais

No caso da eletricidade⁴⁹ existem diferentes períodos horários⁵⁰ de entrega de energia a clientes finais, diferenciados em ciclo semanal e ciclo diário. Os períodos horários em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são determinados tendo em consideração as especificidades elétricas de cada região designadamente no que respeita à evolução do seu diagrama de carga. No continente, os períodos horários dividem-se entre ciclo diário e ciclo semanal. No ciclo diário os períodos horários são iguais em todos os dias do ano. No ciclo semanal os períodos horários diferem entre dias úteis e fim de semana. Desta forma o consumidor pode alcançar preços diferenciados consoantes os períodos horários de utilização (existem horas de ponta, hora de cheia, horas de vazio e hora de super vazio), consoante os níveis de procura agregados do sistema. Assim, a título exemplificativo, os consumidores do continente, que optem por tarifa bi-horária, podem pagar um preço reduzido (face à tarifa plana) a partir das 22 horas e até às 02h da madrugada e das 06h às 08h⁵¹.

⁴⁸ Artigo 53.º, n.º 4, al. b) do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, artigo 38.º-A, n.º 2, al. g) do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, artigo 134.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 243.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural).

⁴⁹ Artigos 24.º e 31.º do Regulamento Tarifário.

⁵⁰ Entende-se por período horário o intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

⁵¹ Para que todos os consumidores possam beneficiar de liberdade de escolha, sem constrangimentos temporais, todos os contadores instalados no continente, desde há alguns anos, permitem períodos tri-horários independentemente da tarifa e períodos horários contratados. Futuramente, com recurso à instalação de contadores inteligentes, será possível implementar tarifas dinâmicas, uma classe de tarifas em que determinadas variáveis, tais como o preço e o tempo de aplicação, variam de forma mais frequente do que nas tarifas tradicionais, por forma a melhor refletir os custos.

Além disso, a liberalização do setor energético fomentou, tanto na eletricidade como no gás natural, a diversidade das ofertas. Os comercializadores em regime de mercado oferecem um conjunto de planos comerciais diferenciados, promovem vendas cruzadas (caso dos vulgarmente denominados de “planos duais” e dos “descontos” noutros serviços – *v.g.* em combustíveis líquidos), realizam campanhas promocionais, disponibilizam serviços adicionais (tais como a revisão anual da instalação, assistência técnica a eletrodomésticos, pagamento da fatura em caso de desemprego), celebram contratos nos termos dos quais o preço da energia está dependente de indexantes (*v.g.* ao preço da energia no MIBEL). Está, contudo, proibida a indexação dos preços praticados pelos comercializadores de energia, em mercado livre, às variações das tarifas transitórias (em projetada extinção, fixadas para os comercializadores de último recurso)⁵².

3.2 Tarifas e Preços

Autonomizamos as tarifas e preços pela sua importância e uma vez que estas tanto dizem respeito ao momento da contratação, como ao decurso da vigência contratual.

3.2.1 Tarifas e preços regulados

O valor a pagar pelo serviço de energia elétrica e de gás natural assume, evidentemente uma enorme importância, sendo um elemento essencial do contrato e a razão que, mais plausivelmente, induz a mudança de comercializador.

Antes da liberalização destes mercados, os clientes pagavam aos fornecedores de energia elétrica e gás natural as “tarifas de venda a cliente finais” que eram integralmente definidas pela ERSE (tarifas integrais). Vigorava, então, um regime administrativo de fixação dos preços.

Com a liberalização dos mercados, os clientes que transitaram para o mercado livre pagam preços livremente acordados com o seu comercializador, que têm de incorporar, contudo, as tarifas de acesso às redes que continuam a ser fixadas pela ERSE (a par de outros preços de serviços regulados) e que incluem não só a utilização das redes mas também os custos de interesse económico geral⁵³. A ERSE disponibiliza aos consumidores simuladores que podem auxiliar os consumidores a encontrar as tarifas mais ajustadas aos seus consumos. Assim, mesmo os comercializadores em regime de mercado, que fornecem os consumidores, continuam naturalmente obrigados a pagar as tarifas de acesso às redes,

⁵² Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

⁵³ Artigo 61.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

fixadas pela ERSE, uma vez que estas infraestruturas são imprescindíveis para que o fornecimento de energia seja assegurado. Os clientes que se mantêm no mercado regulado, isto é, que continuam a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso – podendo fazê-lo até 31 de dezembro de 2017⁵⁴ – pagam a tarifa transitória de venda a clientes finais.

Valem nestes setores, por estarmos perante dois serviços públicos essenciais (com exceção do fornecimento de energia elétrica em alta tensão, por derrogação legal), as regras especiais de caducidade e prescrição que determinam a inexigibilidade do pagamento do preço correspondente a serviços prestados há mais de seis meses⁵⁵.

3.2.2 Tarifas sociais e ASECE

Os preços da eletricidade e do gás natural, dada a essencialidade destes serviços, devem ser acessíveis ou pelo menos toleráveis. Por forma a evitar a exclusão social foram estabelecidas tarifas sociais de fornecimento de energia elétrica⁵⁶ e de gás natural⁵⁷ que no caso da eletricidade conferem descontos de 20%⁵⁸, nos termos do Regulamento Tarifário aprovado pela ERSE. A estes descontos acresce o denominado apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), o qual correspondente a um desconto no preço de eletricidade e de gás natural de 13,8%⁵⁹. Os consumidores economicamente vulneráveis devem solicitar a atribuição e aplicação dos descontos junto dos comercializadores.

São elegíveis à atribuição e aplicação destes descontos os consumidores que, reunidas as demais condições legais, beneficiem de prestações sociais legalmente previstas e ainda, no caso da eletricidade, aqueles que auferam um rendimento inferior a um limite máximo que é aferido e divulgado semestralmente pela ERSE, tendo em conta os critérios legalmente fixados.

⁵⁴ O Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro (que altera os Decretos-Leis n.ºs 74/2012, de 26 de março, 75/2012, de 26 de março, 66/2010, de 11 de junho, e 104/2010, de 29 de setembro), complementado pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, adiou o calendário de extinção das tarifas transitórias para consumos em baixa tensão (BTN) e para Clientes do 1º ao 4º escalão (de gás natural) e veio impedir que os comercializadores de energia, em mercado livre, façam depender os seus preços das variações das tarifas transitórias.

⁵⁵ Artigo 10.º do Regime Jurídico dos Serviços Públicos Essenciais. *Vd.* Jorge Morais CARVALHO – *Manual de Direito do Consumo*, Almedina, 2013, p. 244-248.

⁵⁶ Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro.

⁵⁷ Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de Setembro

⁵⁸ Despacho n.º 15747-D/2014, de 30 de dezembro de 2014.

⁵⁹ Portaria n.º 275-A/2011, de 30 de Setembro, na redação que lhe foi dada pela Portaria n.º 278-B/2014, de 29 de dezembro.

No modelo vigente, o ASECE é financiado pelo Orçamento de Estado, ao passo que as tarifas sociais são financiadas no âmbito dos respetivos Sistemas (SEN e SNGN). Assim, no caso da eletricidade, o financiamento das tarifas sociais cabe aos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, ao passo que no gás natural as tarifas sociais acabam por ser financiadas pelos restantes consumidores.

3.2.3 Consumos mínimos, contadores e cauções

Tendo em conta a importância do preço no que respeita designadamente à acessibilidade da eletricidade e o gás natural, por forma a evitar exclusões sociais, no setor energético, como noutros serviços públicos, está proibida a imposição e a cobrança de consumos mínimos, bem como a cobrança de qualquer valor referente aos contadores, ou taxa de efeito equivalente⁶⁰. Entende-se, contudo, que isso não impede, nem se confunde com a cobrança da “potência contratada” na eletricidade e do “termo fixo” no gás natural que se referem ao custo da disponibilidade pelo limite da quantia que tiver sido contratada pelo consumidor.

As cauções⁶¹, quanto meio de garantia especial das obrigações, eram tradicionalmente impostas, de modo geral, a todos os consumidores de energia. Atualmente, em resultado da atuação regulatória da ERSE operada em 1998, que veio a ter impactos nos demais serviços públicos essenciais⁶², a liberdade para exigir a prestação de cauções, que existe, encontra-se restringida. Assim, salvo no caso dos clientes de energia elétrica com instalações eventuais (v.g. relacionados com atividades circenses) ou com instalações provisórias, os comercializadores e os comercializadores de último recurso só têm o direito de exigir a prestação de caução aos seus clientes em BTN ou aos clientes domésticos de gás natural nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente⁶³.

⁶⁰ Artigo 8.º do Regime Jurídico de Proteção dos Serviços Públicos.

⁶¹ Em geral o regime da caução, enquanto meio de garantia especial das obrigações, encontra-se previsto nos artigos 623.º e seguintes do Código Civil. O regime conhece, contudo, especificidades no setor energético que se afastam do regime geral.

⁶² Em 1998, a ERSE de modo inovador e precursor, ao aprovar o primeiro Regulamento das Relações Comerciais (Despacho n.º 16 288-A/98, publicado na 2.ª série do Diário da República) do setor elétrico instituiu um regime próprio para a caução do contrato de fornecimento de energia elétrica, regulando a prestação, os meios de prestação, o cálculo do valor e da sua alteração, a utilização e inclusive a restituição (artigos 123.º a 129.º do mencionado Regulamento). O legislador acabou por estender, em 1999, a regulação das cauções para todos os fornecimentos dos serviços públicos essenciais em que sejam parte consumidores (definidos, como tal, no n.º 1 do artigo 2.º da Lei n.º 24/96, de 31 de julho) através do Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho (alterado, entretanto, pelo Decreto-Lei n.º 100/2007, de 2 de abril, e pelo Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro). À data foi invocado que as cauções prestadas não eram acionadas em caso de incumprimento dos consumidores que as haviam prestado, por forma a impedir o corte do fornecimento, e poderiam estar a ser utilizadas como simples meio de financiamento das empresas. Em consequência a possibilidade de exigência de caução foi restringida, no que respeita aos consumidores a que se dirige o diploma, nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao consumidor. Ainda nos termos do Decreto-Lei n.º 195/99, as cauções prestadas anteriormente pelos consumidores puderam ser restituídas aos consumidores ou aos seus herdeiros, tendo em conta um plano de devolução.

⁶³ Artigo 113.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 220.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

Além disso, os clientes de eletricidade em BTN (Baixa Tensão Normal) e os clientes domésticos de gás natural podem sempre, ainda assim, obstar à prestação de caução exigida se, regularizada a dívida objeto do incumprimento, optarem pela transferência bancária como forma de pagamento das suas obrigações para com os comercializadores de último recurso. Adicionalmente, nas situações em que prestarem caução, caso continuamente durante o período de dois anos, optem pela transferência bancária como forma de pagamento ou permanecem em situação de cumprimento contratual, a caução será objeto de devolução, findo aquele prazo⁶⁴. A ERSE, enquanto entidade reguladora do setor elétrico e do gás natural, fixa o valor e a forma de cálculo das cauções nestes setores.

3.3 Execução contratual

Posto isto, importa atentar nalgumas questões que se colocam no decorrer da vigência contratual.

3.3.1 Leituras e estimativas

Uma importante variável, na execução do contrato de fornecimento, uma vez que deste depende o preço total a pagar, prende-se com o valor consumido, o qual deve ser medido. Cabe aos operadores das redes de distribuição, e não aos comercializadores, medir periódica e obrigatoriamente os consumos. A periodicidade mínima regulamentar imposta, no caso de clientes de eletricidade em BTN é trimestral, sendo bimestral para clientes de gás natural com consumo anual inferior ou igual a 10 000m³⁶⁵. Não obstante, tanto o cliente como o comercializador têm a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, que tem de ser considerada pelo comercializador na faturação⁶⁶.

Apenas nos casos em que não existem leituras dos equipamentos de medição é legítimo o recurso a estimativas, com base em valores históricos, para efeitos de faturação. Sendo que, em todo o caso, as indicações recolhidas por leitura direta dos equipamentos de medição (inclusive, evidentemente, as operadas pelo consumidor) prevalecem sobre quaisquer outras⁶⁷.

⁶⁴ Artigos 113.º a 118.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 220.º a 224.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁶⁵ Artigo 268.º, n.º 5 do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 171.º, n.º 5 do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁶⁶ Artigos 268.º a 271.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 171.º a 175.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural, Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico e Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural.

⁶⁷ Artigos 268.º a 271.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 171.º a 175.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

3.3.2 Faturação discriminada

Os comercializadores têm o dever de emitir faturação mensal⁶⁸, sem prejuízo do cliente poder acordar com o comercializador, por considerar mais conveniente, outro prazo de periodicidade da faturação⁶⁹.

A faturação de eletricidade e gás natural emitida pelos comercializadores, a par de outros serviços de interesse económico geral, está sujeita a regras que obrigam à discriminação dos valores pagos. Compreende-se que assim seja uma vez que o valor total da fatura extravasa o da energia que é consumida e medida. Com efeito, desde logo, para além da própria energia o consumidor tem evidentemente de custear o valor referente à utilização das redes (i.e. das infraestruturas que permitem o fluxo da energia). Adicionalmente, no caso da eletricidade o consumidor ainda suporta os denominados custos de interesse económico geral (CIEG), criados e impostos pelo legislador, que equivalem a sobrecustos e contribuições⁷⁰.

Por forma a que seja assegurada transparência, tendo também por objetivo mediato a contenção de cada um dos custos, todos os consumidores têm direito a uma factura que especifique devidamente os valores que apresenta⁷¹, discriminando individualmente o montante referente aos bens fornecidos ou serviços prestados e os valores relativos às tarifas de acesso às redes (bem como os custos de interesse económico gera, no caso do fornecimento de energia eléctrica)⁷².

Adicionalmente, os comercializadores devem *rotular* a energia na fatura, indicando as fontes de energia primária utilizadas e as emissões de CO2 e outros gases com efeito de estufa a que corresponde o consumo da fatura⁷³. No caso do gás natural, uma vez que é utilizado o m3 como unidade de medida, a fatura (bem como a página da internet do comercializador) deve conter a informação clara sobre o modo de conversão daquela unidade de medida para kWh⁷⁴.

⁶⁸ Artigo 9.º, n.º 2 do Regime dos Serviços Públicos Essenciais.

⁶⁹ Artigo 120.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 226.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁷⁰ *Vd.* artigo 61.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

⁷¹ Artigo 9.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na redação em vigor, artigo 233.º, n.ºs 1 a 3 do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico, artigo 240.º, n.º 1 do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁷² Lei n.º 44/2011, de 22 de junho, que procedeu à quarta alteração à Lei n.º 23/96, de 26 de Julho. Esta alteração legislativa teve na origem, o impulso dado pela Petição de uma associação de defesa dos consumidores, dirigida à Assembleia da República, em Dezembro de 2010, e no âmbito da qual os quase 170 mil peticionários solicitam cortes na fatura de eletricidade, através da redução dos custos de interesse económico geral, para a qual apresentam propostas concretas. Na exposição de motivos daquele diploma pode ler-se que “*Os princípios da transparência e do acesso à informação tornam essencial que as consumidoras e os consumidores tenham conhecimento, detalhado, dos custos que pagam na sua factura eléctrica. Importa, adicionalmente, contribuir para a promoção da prestação de contas, bem como para aumentar a consciência das cidadãs e dos cidadãos sobre o financiamento da política energética em Portugal.*”

⁷³ Artigo 133.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 241.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico

⁷⁴ N.ºs 1 e 2 do artigo 2.º da Lei n.º 51/2008, de 27 de agosto, n.º 8 do artigo 240.º e n.º 1 do artigo 241.º do Regulamento das Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.

Assim, presentemente, as faturas a apresentar pelos comercializadores de energia aos seus clientes devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores faturados.

3.3.3 Reclamações e resolução de litígios

Os comercializadores devem implementar procedimentos adequados ao tratamento célere e harmonizado de reclamações e pedidos de informação que lhe sejam apresentados pelos clientes⁷⁵. Os prazos são fixados pela ERSE no que respeita aos comercializadores de último recurso e aos operadores das redes de distribuição, sendo deixado à liberdade das partes a sua fixação no caso dos comercializadores em regime de mercado.

As empresas ficam obrigadas a publicar um relatório anual com a descrição das reclamações apresentadas bem como o resultado das mesmas, nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço⁷⁶. Para além de poderem ter de pagar compensações automáticas, caso certas métricas fixadas pela ERSE sejam ultrapassadas, poderão ainda ocorrer situações de reembolso ou de indemnização por prejuízos. A ERSE funciona como uma instância de recurso na ausência de resposta, pela empresa, a uma reclamação ou quando a pretensão do consumidor não tenha sido atendida⁷⁷ podendo, como acima referido, promover a mediação e conciliação ou fomentar a arbitragem. Podem ainda ser tomadas decisões vinculativas⁷⁸ por meio de *procedimentos administrativos triangulares*, sem prejuízo da reserva de juiz, designadamente quando esteja em causa o interesse público no correto funcionamento do SEN ou do SNGN, tendo em vista a ordem pública setorial⁷⁹.

3.3.4 Suspensão do fornecimento

A suspensão do fornecimento, por colocar em causa a regularidade e continuidade do serviço, merece especial regulação. Por isso, só é permitida a suspensão do fornecimento nos casos expressamente

⁷⁵ Artigo 50.º-C, Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, e artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

⁷⁶ Artigo 50.º-C, Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, e artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, artigo 73.º Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e artigo 63.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural.

⁷⁷ Artigos 319.º a 322.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 247.º a 250.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁷⁸ V.g. artigo 37.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, artigo 41.º da Diretiva n.º 2009/73/CE, artigos 20.º e 21.º dos Estatutos da ERSE e artigo 40.º, n.º 4 da Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, que aprovou a Lei-Quadro das Entidades Reguladoras.

⁷⁹ Pedro GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, p. 48-50; Rodrigo Varela MARTINS – “Os poderes de regulação da ERSE”, *Revista de Direito Público e Regulação*, CEDIPRE, n.º 3, setembro de 2009, pp. 97-98.

previstos, prevendo-se, ainda, mecanismos que procuram salvaguardar e prevenir aquela suspensão. Assim, o fornecimento de energia pode ser interrompido pelos operadores das redes apenas pelas seguintes razões: casos fortuitos ou de força maior, razões de interesse público, razões de serviço, razões de segurança, facto imputável aos operadores de outras redes, facto imputável ao cliente, acordo com o cliente⁸⁰.

Os operadores das redes podem interromper a receção da energia elétrica 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 do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

A interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente só pode ter lugar após pré-aviso, por escrito, a efetuar pelo comercializador ou comercializador de último recurso, com uma antecedência mínima de 20 dias relativamente à data em que irá ocorrer. Tratando-se de clientes economicamente vulneráveis, o prazo do pré-aviso é potencialmente maior, devendo ser enviado com a antecedência mínima de 15 dias úteis relativamente à data prevista para a interrupção do fornecimento. Em qualquer caso, do pré-aviso devem constar o motivo da interrupção do fornecimento, os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção, as condições de restabelecimento, bem como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devidos por facto imputável ao cliente.

No caso dos clientes de eletricidade em BT ou de gás natural com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado. Procura-se, desta forma, evitar que o cliente fique prolongadamente privado do fornecimento.

3.3.5 Qualidade de serviço

A qualidade do serviço disponibilizada pelos comercializadores e operadores de rede é estabelecida pelos Regulamentos da Qualidade de Serviço que determinam os padrões de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados, bem como as regras de avaliação e de caracterização. Para os operadores das redes são definidos indicadores e padrões de qualidade geral, respeitantes às redes e infraestruturas, e indicadores e padrões de qualidade individual, respeitantes a cada instalação dos clientes.

⁸⁰ Artigo 5.º do Regime Jurídicos dos Serviços Públicos Essenciais, artigo 69.º a 76.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 52.º a 60.º e 246.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

O incumprimento de padrões individuais da qualidade de serviço gera o direito a compensações automáticas⁸¹. Por exemplo, tanto no setor elétrico como no do gás natural, a violação por um comercializador de último recurso dos indicadores de natureza comercial gera o pagamento automático de uma compensação no valor de 20 euros (pago através da própria fatura de fornecimento). Adicionalmente, no plano tarifário, podem ser estabelecidos incentivos ao incremento da qualidade⁸².

Vejamos, em primeiro lugar, os padrões de natureza técnica. Assim, e tendo presente a necessidade de continuidade do fornecimento, são definidos como indicadores individuais o número de interrupções, bem como a sua duração. Adicionalmente, a qualidade da energia é verificada atentas as características da tensão da energia elétrica exigidas e as variações das características do gás natural veiculado consideradas admissíveis regulamentarmente.

Do ponto de vista comercial, os indicadores estabelecem, entre outras, métricas quantitativas e/ou qualitativas relativas ao atendimento e comunicação com os clientes (incluindo em matérias como o atendimento presencial, telefónico, comunicação de leituras, comunicação de avarias, resposta a reclamações), à ativação do fornecimento, assim como o regime das visitas combinadas, a assistência técnica, a frequência da leitura dos equipamentos de medição, o restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente e a mudança de comercializador.

Numa lógica de disponibilidade e acessibilidade são reconhecidos e caracterizados os clientes com necessidades especiais (com limitações no domínio da visão, audição, comunicação oral, clientes cuja sobrevivência depende de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica e as pessoas que este coabitem) e os clientes prioritários (os que prestem serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção do fornecimento causa graves alterações à sua atividade, *v.g.* estabelecimentos hospitalares, forças de segurança, bombeiros, proteção civil, equipamentos dedicados à gestão do tráfego marítimo ou aéreo, penitenciárias). A estes clientes é dado um tratamento preferencial ao nível comercial (*v.g.* avisos de interrupção individualizados).

Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os demais comercializadores estão obrigados a enviar a informação quantitativa e qualitativa relativa à aplicação do regulamento da qualidade do serviço, bem como a elaborar anualmente um relatório sobre a qualidade de serviço que inclua toda a informação que foi previamente tipificada.

⁸¹ *Vd.* Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural.

⁸² *V.g.* artigo 5.º, al. d) do Regulamento Tarifário do setor do elétrico.

Os relatórios anuais da ERSE que relatam a qualidade do serviço, inicialmente direcionados exclusivamente aos operadores das atividades monopolistas, passaram a incluir mais recentemente os comercializadores, o que se traduz em mais informação disponibilizada aos consumidores, permitindo escolhas mais informadas⁸³.

3.4 Cessação contratual e mudança de comercializador

Por fim, importa atentar na cessação contratual e, em especial, numa das suas modalidades, a mudança de comercializador, que exprime a liberdade de escolha do consumidor que, durante tantos anos, lhe esteve vedada.

3.4.1 Cessação contratual

As causas de cessação do contrato de fornecimento estão tipificadas, pode apenas verificar-se por acordo entre as partes, por denúncia por parte do cliente, pela celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador, pela entrada em vigor de contrato de uso das redes (no caso dos clientes que sejam agentes de mercado), pela interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente que se prolongue por um período superior a 60 dias, por morte do titular do contrato (salvo nos casos de transmissão por via sucessória, quando demonstrada a vivência em economia comum) ou por extinção da entidade titular do contrato⁸⁴.

Os comercializadores devem informar diretamente, de forma antecipada e fundamentada, os seus clientes, nos termos do Regulamento das Relações Comerciais, de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes, incluindo as alterações que consistam no aumento de preços livremente acordados entre as partes⁸⁵.

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

⁸³ Artigo 69.º a 76.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 52.º a 60.º e 246.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁸⁴ Artigo 106.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigo 215.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural.

⁸⁵ Artigo 45.º-A, n.º 7 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigo 39.º-A, n.º 7 do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, na redação vigente.

3.4.2 Mudança de comercializador

Como já vimos, uma das formas de cessar o contrato de fornecimento consiste, justamente, na mudança de comercializador. Neste caso o consumidor continuará a ser fornecido mas opta por um comercializador diferente, atento o princípio de liberdade de escolha que lhe assiste.

A mudança de comercializador é possível desde setembro de 2006 para todos os consumidores de energia elétrica em Portugal continental. No caso do gás natural, a mudança é possível desde 2010. Com exceção dos consumidores economicamente vulneráveis e das demais situações legalmente previstas, os clientes fornecidos por um comercializador em regime de mercado não poderão voltar a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

O cliente, para promover a mudança, deve dirigir-se em exclusivo à entidade que pretende que seja o seu novo comercializador⁸⁶. A mudança de comercializador é atualmente assegurada pela EDP Distribuição, no caso do setor elétrico, e pela REN Gasodutos, no caso do gás natural (entidades designadas transitoriamente como gestoras do processo de mudança de comercializador), que coordenam a mudança em contacto com o operador da rede de distribuição.

A mudança deve ocorrer no prazo máximo de três semanas, não podendo o cliente ser obrigado a realizar qualquer pagamento ou suportar qualquer custo por tal mudança. O comercializador cessante deve enviar a fatura final de acerto de contas no prazo máximo de seis semanas após a efetivação da mudança.

Para tomarem uma decisão informada os consumidores devem conhecer os comercializadores disponíveis e as condições por estes oferecidas, atento o seu perfil de consumo.

⁸⁶ Artigos 143.º a 146.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico e artigos 183.º a 186.º do Regulamento das Relações Comerciais do setor do gás natural, bem como os documentos complementares de Gestão do Processo de Mudança de Comercializador.

4. Nota conclusiva

Em face do exposto, cumpre sublinhar alguns das principais ideias que resultam desta exposição:

- §1 A essencialidade e natureza estratégica do setor energético, no contexto dos denominados serviços de interesse económico geral, justificam a existência de obrigações específicas de serviço público.
- §2 A abertura (possível) dos mercados energéticos à concorrência, designadamente da produção e da comercialização, sob regulação pública, tem justamente como contraponto a necessidade de reforço da proteção dos consumidores, atento o modelo social existente.
- §3 A atividade dos monopólios naturais, dada a sua importância e centralidade no setor energético, carece de regulação setorial que tutele, em benefício dos consumidores de energia, designadamente, a eficiência dos preços, a necessidade de assegurar o investimento nas infraestruturas e a atualização tecnológica, bem como a qualidade do serviço.
- §4 Para além da supervisão dos operadores e das atividades economicamente reguladas (monopolistas), as atividades de produção e comercialização (em regime de mercado), a montante e a jusante das primeiras, estão sujeitas à supervisão e regulação energéticas por forma a que os direitos e interesses dos consumidores sejam protegidos.
- §5 Tanto as competências regulatórias, regulamentares e consultivas, como as competências para resolução dos litígios, supervisão e atuação sancionatória, exercidas pela regulação energética, têm de ter em vista não só a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público (quando geridas de forma adequada e eficiente), por forma a garantir o efetivo fornecimento, como proteger os demais direitos e os interesses dos consumidores.
- §6 O bloco legal e regulamentar que regula o ciclo de relacionamento comercial, designadamente no que respeita à contratação, às tarifas e preços, à execução do contrato e à cessação contratual e mudança de comercializador, evidencia a existência de um quadro normativo protetor dos direitos dos consumidores, que importa acompanhar de forma efetiva no contexto da evolução dos mercados de energia, tendo presente os poderes regulamentares, de supervisão e de *enforcement* existentes.



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

■ O Comercializador de Último Recurso no Contexto da Liberalização dos Mercados de Eletricidade e Gás Natural¹

Razão de Ordem

Os setores da eletricidade e do gás natural, a par de outros serviços de interesse económico geral fornecidos pelas grandes indústrias de rede (*network industry*), durante muitos anos passaram à margem da lógica concorrencial². Nesses modelos o Estado apresentava-se como acionista, produtor ou aprovisionador, operador e (auto)regulador³.

Com efeito, no paradigma tradicional de organização do sistema elétrico as diferentes funções de produção, transporte, distribuição, operação de sistema, gestão económica ou “despacho” e fornecimento eram integradas verticalmente por uma ou mais empresas públicas. O mesmo se diga relativamente às funções tradicionais da indústria do gás natural: receção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e fornecimento.

O objetivo europeu da criação de um mercado interno veio determinar a abertura destes setores à concorrência, sob regulação pública, impondo o progressivo abandono do modelo assente em monopólios verticalmente integrados. Esta liberalização, imposta por via Comunitária, procurou aumentos de eficiência⁴, conduziu à desintegração (*splitting up*) e, mais recentemente, ao *unbundling*⁵ dos monopólios verticalmente integrados, instituindo mercados concorrenciais na produção e no fornecimento, no qual os agentes gozam do direito de livre acesso (*open-access*), transparente e não discriminatório às redes

¹ Artigo anteriormente publicado em *Revista da Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho de 2014, Almedina, Coimbra, 2015 – ISSN 1647-5801, pp. 89-115.

² Sobre os primeiros passos do processo europeu de abertura à concorrência e o *aquis* comunitário constituído *vd.* Peter CAMERON – *Competition in Energy Markets, Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2001, pp. 35-94, Damien GERADIN – *The Liberalization of Energy and Natural Gas in the European Union*, Kluwer Law International, The Netherlands, 2001, Martha ROGGENKAMP, Anita RØNNE, Catherine REDGWELL & Iñigo del GUAYO – *a Energy Law in Europe (National, EU and International Regulation)*, Oxford University Press, 2001

³ Susana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-82 e 141-147, Pedro COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, pp. 70-91; Vítor SANTOS – «A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios», *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26, Jorge VASCONCELOS, *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006; Lourenço VILHENA DE FREITAS – *Direito Administrativo da Energia*, AAFDL, 2013, João MIRANDA – “O regime jurídico de acesso às actividades de produção e de comercialização no sector energético nacional”, *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008, pp. 120-123; José Ribeiro – “O Tribunal e o Direito Europeu da Concorrência”, *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 38-42; Pedro MELO – “Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal”, *Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural*, Coimbra, Almedina, 2004, pp. 73-79; Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, 2013.

⁴ Sobre diferentes modelos (*v.g.* monopoly, purchasing agency, wholesale competition, retail competition) *v.d.* Sally HUNT, Graham SHUTTLEWORTH – *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996.

⁵ O *unbundling*, numa ótica *ex ante*, e as políticas de correção tarifária, numa vertente *ex post*, são dois dos principais instrumentos regulatórios das redes *vd.* Lobo, 2009: 67-68.

de transporte e de distribuição (*non-discriminatory third-party access to networks*), que permaneceram essencialmente como monopólios regulados⁶.

É neste quadro que, como veremos, o comercializador de último recurso (CUR), então nomeado de «fornecedor de último recurso»⁷, surge nas Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que integram o chamado «segundo pacote energético» europeu. Importa, pois, perceber como surgiu o CUR nos mercados da eletricidade e do gás natural e qual o seu papel no contexto da liberalização europeia destes mercados, ditada pelos sucessivos «pacotes energéticos» europeus para, subseqüentemente, recortar e melhor compreender o sentido e alcance das suas funções no modelo instituído no direito português.

1. A Evolução dos Mercados de Eletricidade e Gás Natural no Quadro da Liberalização Europeia e a Instituição dos CUR no Direito Português

1.1 Setor elétrico

A indústria elétrica nasceu na segunda metade do século XIX, assumindo grande importância no contexto da revolução industrial e da mundialização da economia, tendo contribuído decisivamente para o desenvolvimento económico mundial.

Em Portugal, o sistema elétrico surgiu com recurso a capital privado, assente na outorga de concessões do Estado a cidadãos portugueses (ou a empresas nacionais com maioria de capital português), tendo-se desenvolvido essencialmente através de sistemas hidroelétricos múltiplos, construídos entre 1944 e 1961, complementados por unidades termoelétricas de pequena dimensão⁸.

Após o 25 de abril de 1974, no âmbito do movimento estatizante e cerceante do direito de iniciativa económica, a estrutura organizativa do setor elétrico nacional foi nacionalizada e, paralelamente, foi

⁶ Em Portugal permitem-se excepcionalmente “linhas diretas”. Noutras jurisdições existe liberdade de construção de linhas inseridas em redes (*merchant lines*) – *vd.* Jorge VASCONCELOS, *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006, p. 124.

⁷ A variante semântica não parece assumir especial importância. Na redação em língua inglesa a expressão das Diretivas que integram o segundo e o terceiro pacote é idêntica «supplier of last last resort». Na redação francesa ambas as Diretivas referem-se a «fournisseur de dernier recours».

⁸ Mário MARIANO – *História da Electricidade*, Electricidade de Portugal, Lisboa, 1993, pp. 99-100, José Ribeiro – *História Legislativa do Setor Elétrico em Portugal*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2001, Gonçalo ANASTÁCIO – “Regulação da Energia”, *Regulação em Portugal (novos tempos, novo modelo?)*, Coimbra, Almedina, 2009, Cláudio AMARAL, “Uma década de Congressos Nacionais de Electricidade (1923-1930), Ambiente, percepções e representações História”, *História – Revista da FLUP*, IV Série, vol. 2, 2012, pp. 161-194.

criada por fusão uma empresa pública, a Eletricidade de Portugal (EDP)⁹, que passou a concentrar todas as funções do setor. O monopólio do Estado no setor reforçou-se ainda com a proibição de acesso da iniciativa privada às atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica para consumo público¹⁰. Em Portugal continental o setor elétrico passou, então, a identificar-se com a EDP.

Este ciclo só começou a infletir-se, ainda que timidamente, em resultado da adesão à Comunidade Económica Europeia, tendo passado a permitir-se o acesso de privados às atividades do setor, mediante alteração da Lei de Delimitação dos Setores¹¹ e eliminação do princípio constitucional da irreversibilidade das nacionalizações¹². O princípio da liberalização do mercado veio a ser aprofundado em 1995 através de um «pacote legislativo» energético nacional¹³ que visava provocar a transição de um modelo monopolista verticalmente integrado para um modelo concorrencial, com separação das atividades. Este novo enquadramento inscreve-se num movimento mais vasto, de que a Diretiva n.º 96/92/CE¹⁴ constitui corolário no plano comunitário, e que teve como objetivo principal a criação de um mercado interno elétrico concorrencial¹⁵. Nesta fase, superando largamente as tendências e imposições comunitárias, o Estado português optou, no ano 2000, por separar patrimonialmente a EDP, concessionária da Rede Nacional de Distribuição, da REN, concessionária da Rede Nacional de Transporte, por cisão da primeira¹⁶.

À Diretiva n.º 96/92/CE, já referida, sucedeu a Diretiva n.º 2003/54/CE¹⁷ (que integra o «segundo pacote» europeu), que visou concretizar o mercado interno no setor da eletricidade, aprofundando o percurso já trilhado pela anterior Diretiva, e instituiu um mercado plenamente aberto no qual os consumidores têm direito à livre escolha dos seus comercializadores e estes têm o direito de fornecer livremente os seus clientes¹⁸. O que pressupôs o surgimento de uma nova atividade, a comercialização, que foi destacada e autonomizada face à distribuição que, tradicionalmente, incluía o fornecimento¹⁹.

⁹ Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho.

¹⁰ Lei n.º 46/77, de 8 de julho, Lei de Delimitação de Setores.

¹¹ Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de dezembro, que alterou a Lei n.º 46/77. Os primeiros passos foram dados com a aceitação do auto-produtor no setor da pequena produção de energia elétrica e com a devolução aos municípios da competência em matéria de distribuição no continente de energia elétrica em baixa tensão (Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro).

¹² Miranda, 1997: 382-389. Lei-quadro das Privatizações (Lei n.º 11/90, de 5 de abril).

¹³ O «pacote nacional» era composto pelos Decretos-lei n.ºs 182 a 189/95, de 27 de julho, que veio reorganizar o Sistema Elétrico Nacional criando dois sectores de atividade – o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI), compreendendo este o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV). Foi então, também, criada a Entidade Reguladora do Sector Elétrico (ERSE) pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, na senda do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho.

¹⁴ Diretiva n.º 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996.

¹⁵ A primeira Diretiva europeia remonta a 1996. Não obstante a questão energética estar inscrita nas preocupações europeias desde a génese da atual União Europeia – dois dos três tratados originais (o CECA e o Euratom) dizem respeito ao carvão, matéria-prima que à data tinha a maior importância na produção de eletricidade, e à energia atómica – apenas o Tratado sobre Funcionamento da União Europeia veio consagrar competências na área energética (artigo 194.º).

¹⁶ A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. havia sido criada em 1994 como subsidiária da EDP. No período anterior as atividades que vieram a ser tomadas pela REN estavam geralmente na órbita da Direção Operacional da Rede Elétrica – Vasconcelos, 2006: 123-126.

¹⁷ Diretiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

¹⁸ Cf. considerandos 4 e 20, artigo 2.º, n.º 12, artigo 3.º, artigo 21.º e anexo A.

¹⁹ Gonçalves, 2008: 98-99.

Em todas as disposições está presente o propósito de consolidar o modelo concorrencial, sem prejuízo do cumprimento dos requisitos de serviço público²⁰.

É justamente nesta Diretiva do setor elétrico, aprofundadora da liberalização e da promoção da regulação para a concorrência²¹, que surge a figura do «fornecedor de último recurso», no âmbito das obrigações de serviço público e proteção dos consumidores, que os Estados-membros ficam livres de designar. Concretamente, tendo em vista a garantia de prestação de um serviço universal, prevê-se expressamente a possibilidade de os Estados-membros designarem um fornecedor de último recurso, que pode ser a secção de vendas de uma empresa verticalmente integrada que também exerça as funções de distribuição²², desde que satisfaça requisitos de separação jurídica.

O que vale por dizer que o CUR, então designado de «fornecedor de último recurso», surge no quadro do aprofundamento da liberalização do mercado, caracterizado pela atuação de comercializadores livres em regime de concorrência, que tem o mérito de induzir maior eficiência, mas concomitantemente cria riscos de exclusão ou, pelo menos, possíveis dificuldades económicas de acesso a esta *public utility* que têm de ser acautelados.

O Estado português transpôs a Diretiva n.º 2003/54/CE através do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e do Decreto-Lei 172/2006, de 23 de agosto, que consagram a separação das diferentes atividades do setor. O primeiro veio, então, assegurar no direito português a liberdade de escolha do comercializador de eletricidade e, a par disso, consagrar a figura do CUR, entidade sujeita à regulação e atribuída ao distribuidor de eletricidade pelo prazo de duração da sua concessão, a que foram cometidas, justamente, funções de garante do fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente aos economicamente vulneráveis, em condições de qualidade e continuidade de serviço, nos termos que vieram a ser dispostos no referido Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto²³.

²⁰ De entre as alterações impostas pela Diretiva n.º 2003/54/CE importa destacar a separação jurídica dos operadores das redes de transporte e distribuição, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com o transporte ou com a distribuição (não criando, contudo, a obrigação de separar a propriedade), bem como as preocupações com as questões ambientais (artigos 10.º e 15.º).

²¹ Cameron, 2002: 3-34.

²² Considerando 27 e artigo 3.º, n.º 3.

²³ À data o legislador nacional fez inscrever no preâmbulo que o comercializador de último recurso assumia o “*papel de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente aos mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade de serviço.*” e que o mesmo atuaria enquanto o mercado liberalizado não estivesse “*a funcionar com plena eficácia e eficiência, em condições de assegurar a todos os consumidores o fornecimento de electricidade segundo as suas necessidades.*”.

A necessidade de assegurar um serviço universal assumiu ainda maior importância a partir do momento em que, já após estar assegurada a liberdade de escolha de fornecedor, o legislador português veio estabelecer, por força do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro e dos compromissos assumidos no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)²⁴, e atentas as exigências da Diretiva n.º 2003/54/CE, um primeiro calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade (embora não ainda da tarifa regulada da baixa tensão normal (BTN), utilizada pelos clientes domésticos) – ficando a respetiva venda submetida ao regime de preços livres, restringindo as obrigações do CUR²⁵.

Por fim, foi aprovado o «terceiro pacote energético», no qual se insere a Diretiva n.º 2009/72/CE²⁶, que prossegue o caminho da liberalização na senda da criação de um mercado interno da eletricidade²⁷. A figura do CUR surge nesta Diretiva com a mesma exata configuração com que fora prevista na Diretiva n.º 2003/54/CE, o que vale por dizer que se continuou a entender que devia ficar na órbita dos Estados-membros a decisão de designar um CUR como meio para atingir o objetivo de assegurar a prestação de um serviço universal²⁸.

Em Portugal, a Diretiva n.º 2009/72/CE foi parcialmente transposta pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e, mais recentemente, pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro²⁹. Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do Sistema Elétrico Nacional (SEN), desenvolvendo as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, foi revisto pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Estes diplomas, no plano da proteção dos consumidores, continuam a assegurar, designadamente, o fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais economicamente vulneráveis, em locais onde possa não existir oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, bem como em situações em que o comercializador de mercado tenha ficado impedido de

²⁴ Vd. Suzana TAVARES DA SILVA – «MIBEL: o início do embuste», *Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 14, 2004, pp. 31 e ss., Suzana TAVARES DA SILVA – «O Mibel e o mercado interno da energia», *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008, pp. 279-307.

²⁵ Decreto-Lei n.º 209/2006, de 15 de fevereiro.

²⁶ Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009.

²⁷ Esta Diretiva obriga à adoção de novas medidas no sentido do reforço da disciplina da separação das atividades de produção e comercialização relativamente à operação das redes de transporte – como meio para atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia integrado que permita a implementação de uma concorrência de mercado mais eficaz, sem subsidias cruzadas – sendo de destacar, também, o reforço da independência dos reguladores nacionais (com competência para emitir decisões vinculativas e aplicar sanções) e o aprofundamento das regras para garantir a proteção dos consumidores, ou seja dos clientes finais de eletricidade

²⁸ Considerando 47 e artigo 3.º, n.º 3 da Diretiva n.º 2009/72/CE.

²⁹ O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, veio a proceder à revisão global do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, visando-se assegurar “de forma completa, integral e harmonizada, a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE” e a atualização daquele diploma tendo em consideração das vicissitudes entretanto ocorridas no mercado energético nacional. O diploma contém a versão atual consolidada das bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), bem como das bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

exercer a atividade de comercialização de eletricidade. Paralelamente, a extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais prossegue gradualmente, tendo sido estendida à baixa tensão normal (BTN), tendo em vista que os comercializadores possam oferecer eletricidade num contexto concorrencial, sujeito à supervisão setorial³⁰, dinamizando a transição dos clientes para um mercado liberalizado³¹.

1.2 Setor do gás natural

O gás natural é utilizado na Europa em grande escala, pelo menos, desde os anos 50 do século passado, assim que os avanços técnicos, designadamente na indústria metalúrgica, permitiram melhorar e desenvolver as infraestruturas necessárias em condições de segurança³².

Em Portugal, país com escassos recursos endógenos, o gás natural foi introduzido tardiamente³³. Em 1993 o Estado português celebrou um contrato de concessão com a Transgás³⁴ através do qual foi atribuída a esta sociedade a concessão de serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural³⁵. No âmbito da preparação da introdução do gás natural em Portugal foi necessário celebrar acordos com Espanha, Marrocos e Argélia para construção do gasoduto do Magrebe, desde a zona de produção Hassi-R'Mel até Campo Maior, bem como construir um terminal de GNL, que veio a localizar-se em Sines³⁶. A execução do projeto do gás natural inicia-se em 1994 com a construção da rede principal do gasoduto de alta pressão entre Setúbal e Braga (que, mais tarde, veio a ser estendido até à Galiza)³⁷. Entre 1993 e 1998, o Estado celebrou os primeiros contratos de concessão de distribuição regional de gás natural com a Portgás, Lusitaniagás, Lisboagás, Setgás, Beiragás e Tagusgás. Em 1995

³⁰ Artigos 1.º, 3.º, 8.º, 11.º e 19.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013.

³¹ O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, veio a estabelecer o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escala de potência contratada, de todas as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais no território continental, estendendo, assim, à baixa tensão normal (BTN), o processo que o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, já iniciara. Posteriormente, os diplomas foram alterados pelos Decretos-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro e 13/2014, de 22 de janeiro.

³² Pedro MELO – “Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal”, Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural, Coimbra, Almedina, 2004, pp. 73-79; Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, 2013, pp. 73-79.

³³ A primeira regulamentação relativa ao gás natural surge, em Portugal, apenas em 1989. O sistema instituído pelo Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de outubro assentava num regime de concessão de serviço público. Uma concessão de importação, aprovisionamento, receção, transporte e fornecimento através de uma rede de alta pressão, em concessões de distribuição regional e licenças de distribuição em redes locais autónomas.

³⁴ Transgás – Sociedade Portuguesa de Gás Natural, S.A. – Consórcio de GDP/EDP/CGD/SETGÁS/LUSITANIAGÁS/PORTGÁS.

³⁵ Resolução do Conselho de Ministros n.º 61/93, de 18 de outubro.

³⁶ Pedro MELO – “Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal”, Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural, Coimbra, Almedina, 2004, pp. 73-79; Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, 2013, pp. 76-77 e 79-86.

³⁷ Para a viabilização económica do projeto foi essencial o acordo, celebrado em 1994, de venda de gás natural para produção elétrica à Central da Tapada do Outeiro (Central de Ciclo Combinado com Turbinas a Gás (CCTG), detida pela Turbogás – Produtora Energética, S.A.), que garantiu um consumo muito significativo (cerca de 70% do gás natural conduzido pelo gasoduto), dado o tipo de contrato de aprovisionamento que foi necessário celebrar (*take or pay*, primeiro com a Argélia e, mais tarde, com a Nigéria).

é constituída a holding GDP - Gás de Portugal, SGPS, S.A. que veio congregar as participações em todas as concessionárias de distribuição e transporte de gás natural³⁸. O primeiro contrato comercial de fornecimento de gás natural data de 1997, precedendo a primeira Diretiva que estabelece regras comuns para o mercado do gás natural, que surge apenas no ano seguinte³⁹.

A Diretiva n.º 98/30/CE⁴⁰ veio estabelecer regras comuns para o mercado do gás natural, incluindo a separação e transparência das contas das atividades de transporte, distribuição e armazenamento⁴¹.

Em 1999 foi constituída a Galp Energia, então totalmente detida pelo Estado português, que passou a agregar os negócios da Petrogal e da GDP – Gás de Portugal, S.A. como veículo de reestruturação dos setores do petróleo e do gás natural (*oil and gas*) em Portugal. No mesmo ano, iniciou-se a privatização da Galp Energia e entre 2000 e 2003 foi construído o terminal de gás natural liquefeito em Sines, ligado à rede nacional de transporte de gás natural através do gasoduto Sines-Setúbal.

A Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural, em muito paralela à Diretiva n.º 2003/54/CE, visou concretizar o mercado interno no setor do gás natural, aprofundando o percurso já trilhado pela anterior Diretiva⁴², instituindo um mercado plenamente aberto que permita a todos os consumidores a livre escolha de fornecedores e a todos os fornecedores o livre abastecimento dos seus clientes⁴³.

Foi também nesta Diretiva do «segundo pacote» que foi consagrada, para o setor do gás natural, a figura do «fornecedor de último recurso» para os clientes ligados a esta rede. À semelhança do ocorrido no setor elétrico, o CUR surgiu no quadro das medidas que os Estados-membros deviam adotar para garantir a proteção dos clientes finais e assegurar níveis elevados de proteção dos consumidores e, em especial, garantir a existência de salvaguardas adequadas para proteger os clientes vulneráveis, incluindo medidas que contribuam para evitar o corte da ligação. Note-se que, no caso do gás natural não está em causa um verdadeiro “serviço universal”, ou seja, assegurar o acesso generalizado e fornecimento de todas as pessoas, uma vez que existem fontes alternativas ao gás natural e a expansão deste é bastante

³⁸ Pedro MELO – “Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal”, Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural, Coimbra, Almedina, 2004, pp. 73-79; Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, 2013, pp. 86-89.

³⁹ Miranda, 2008: 122.

⁴⁰ Diretiva n.º 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de junho de 1998.

⁴¹ À luz desta Diretiva, Portugal beneficiava do estatuto de «mercado emergente», uma vez que o primeiro fornecimento comercial do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural de longa duração tenha sido efetuado há menos de dez anos, o que lhe permitiu derrogações.

⁴² Entre as alterações introduzidas merece destaque a imposição da separação jurídica dos operadores das redes de transporte e de distribuição, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com o transporte ou com a distribuição (não criando, contudo, a obrigação de separar a propriedade).

⁴³ Cf. considerandos 4 e 18, artigo 2.º, n.º 28, artigo 3.º, artigo 23.º e anexo A.

onerosa⁴⁴. Neste setor estão em causa, sobretudo, questões relacionadas com o corte do fornecimento em momentos críticos⁴⁵ e com a proteção dos clientes que, sendo abastecidos por gás natural, se situem em zonas mais afastadas da rede.

Em Portugal, em transposição daquela Diretiva, o Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, aprovou os princípios e as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) – instituindo designadamente a liberdade de escolha do comercializador de gás natural⁴⁶ – que foram objeto de desenvolvimento através do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que determina que o exercício de cada uma das atividades que o integram – a receção, o armazenamento e a regaseificação de gás natural liquefeito (“GNL”) e o armazenamento subterrâneo, o transporte e a distribuição de gás natural – deverá ser objeto de concessão de serviço público⁴⁷. Nestes diplomas o CUR surge, no contexto de preocupações com a proteção dos consumidores, como garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que se situem nas áreas abrangidas pela rede pública de gás natural (RPGN), que não optem pela mudança de comercializador, nomeadamente dos consumidores mais frágeis.

Em resultado do novo enquadramento legal, ainda em 2006, concretiza-se o processo de separação das atividades reguladas no setor do gás natural, incluindo o transporte e armazenamento de gás natural e a regaseificação e armazenamento de gás natural liquefeito, com a venda de empresas do grupo GALP à REN – Redes Energéticas Nacionais, S.A.. Adicionalmente, os *supra* referidos contratos de concessão de distribuição regional, celebrados entre 1993 e 1998, tiveram de ser alterados justamente por força da publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, por forma a dar cumprimento, designadamente, às exigências de separação das atividade de distribuição e comercialização (até então desempenhadas diretamente pelas concessionárias)⁴⁸.

Por fim, a Diretiva 2009/73/CE⁴⁹ que integra o «terceiro pacote» prevê a possibilidade dos Estados-membros designarem um CUR no quadro da garantia da proteção dos clientes finais, e, em especial, da existência de salvaguardas para proteger os clientes vulneráveis⁵⁰.

⁴⁴ Lacuna que se procura colmatar através das UAG – Unidades Autónomas de Gás Natural.

⁴⁵ Infere-se que o legislador europeu tivesse presente, nomeadamente, situações de temperaturas negativas no quadro de países da Europa do norte e central onde o aquecimento das residências é, as mais das vezes, assegurado pelo gás natural (e não pela eletricidade).

⁴⁶ Artigo 4.º, n.º 7, al. g) do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

⁴⁷ Resoluções Conselho de Ministros n.º 105, 106, 107, 108 e 109/2006, todas de 23 de agosto.

⁴⁸ As minutas dos contratos de concessão foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho.

⁴⁹ Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Nesta Diretiva merece destaque a imposição do *unbundling* do operador da rede de transporte, ainda que permitindo três modalidades (*ownership unbundling*, *independent system operator (ISO)* e *independent transmission operators (ITO)*).

⁵⁰ Artigo 3.º, n.º 3 da Diretiva n.º 2009/73/CE.

Os Decretos-Lei n.º 230/2012 e 231/2012, ambos de 26 de outubro, que alteram os Decretos-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho⁵¹, *supra* referenciados, vieram completar a transposição do «terceiro pacote». Nestes diplomas os comercializadores de último recurso (retalhistas)⁵² surgem como os responsáveis por fornecer gás natural aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás natural em locais de fornecimento onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado⁵³.

Mais se diga que também no âmbito do SNGN, o CUR ganha especial importância atenta a projetadas extinção das tarifas reguladas transitórias⁵⁴. Este processo iniciou-se em julho de 2010 com o fim das tarifas reguladas para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, nos termos do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho⁵⁵. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estende a eliminação das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Pelo que, a prazo, as tarifas transitórias serão extintas e os comercializadores de mercado irão fornecer gás natural num contexto concorrencial, sujeito à supervisão setorial⁵⁶.

2. O Modelo de CUR Adotado no Quadro do Direito Português

Do exposto resulta claro que os comercializadores de último recurso retalhistas (CUR), enquanto agentes dos setores elétrico e do gás natural, surgiram por força do movimento de liberalização destes setores energéticos que veio impor uma progressiva abertura à concorrência e o conseqüente abandono do modelo tradicional assente em monopólios públicos verticalmente integrados.

⁵¹Anteriormente, foram introduzidas alterações pelo Decreto-Lei n.º 65/2008, de 9 de abril, pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 29 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho.

⁵² Referimo-nos aos comercializadores de último retalhistas e não ao comercializador de último recurso grossista, figura (inexistente no SEN) que, no âmbito do SNGN, exerce a atividade de aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN para fornecimento aos primeiros (*vd.* artigo 40.º, n.º 5 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro e artigos 40.º a 43.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de outubro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro).

⁵³ *Vg.* artigos 1.º, al. l), 40.º a 43.º, 53.º-A, 55.º e 58.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, bem como os artigos 1.º, al. l), 40.º a 43.º-A, 49.º, 58.º e 75.º-B do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, na redação vigente.

⁵⁴ O estímulo à concorrência colocou a questão de saber se as tarifas reguladas de venda a clientes finais elevadas se deviam manter (de forma a estimular a entrada de novos comercializadores) ou, como defendido pela maioria dos reguladores europeus, tais tarifas deviam ser eliminadas. O Regulador Energético português entendeu que essa eliminação devia ser progressiva e gradual, dando prioridade aos consumidores industriais e acautelando sempre o interesse dos consumidores vulneráveis – *vd.* Santos, 2008: 22.

⁵⁵ Este diploma foi sucessivamente alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, pelo Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, e subsequentemente pelo Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro.

⁵⁶ Artigos 1.º, 3.º, 8.º, 11.º e 19.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013.

Com efeito, por força desse movimento toda a atividade de comercialização foi destacada e autonomizada da distribuição, tendo passado a ser exercida em regime de concorrência (mercado livre). O que justificou preocupações de salvaguarda de acesso a estes serviços de interesse económico geral.

O CUR surge no «segundo pacote energético» como um agente que os Estados-membros podem designar para garantir a prestação de obrigações de serviço público e de proteção dos consumidores, num quadro de um progressivo mercado concorrencial no qual se encontra instituído o direito dos consumidores à livre escolha dos seus comercializadores. O CUR, por sua vez, não opera em regime de mercado, tendo funções específicas legalmente fixadas.

Este quadro foi, como já se viu, confirmado pelo «terceiro pacote» que consolida e aprofunda o movimento liberalizador e de concorrência nos mercados da eletricidade e do gás natural e, por conseguinte, reforça as preocupações em torno do serviço público e da proteção dos consumidores.

No caso da eletricidade, como já referido, está em causa essencialmente garantir o serviço universal, entendido enquanto acesso generalizado de todas as pessoas a determinadas prestações essenciais de qualidade e a um preço razoável, e no gás natural a proteção de todos os consumidores que se situem nas áreas abrangidas pela rede.

O conceito de CUR corresponde, pois, ao conceito mais antigo de prestador de *serviço universal* criado no sector das telecomunicações e que se traduz no conjunto mínimo de prestações definidas⁵⁷ e de qualidade especificada, disponível para todos os utilizadores independentemente da sua localização geográfica e a um preço razoável⁵⁸.

Note-se, contudo, que o Direito da União Europeia impõe que os Estados-membros garantam a prestação do serviço (que tem de ser universal, no caso da eletricidade, ou confinado às áreas abrangidas pela rede, no caso do gás natural), bem como a proteção dos consumidores, mas não que estes tenham de apontar, efetivamente, um CUR. Impõem-se os fins, mas não os meios para os alcançar. Pelo que os diferentes Estados-membros que optaram pela designação de comercializadores de último recurso puderam, por maioria de razão, adotar modelos diversos. Assim, ao passo que em países como Portugal e Espanha⁵⁹, como melhor *infra* será exposto, o comercializador foi designado *ab initio*, noutros Estados-membros isso sucede apenas, num período de tempo limitado, em caso de impossibilidade do comercializador de mercado.

⁵⁷ *Vd.* Lei das Comunicações Eletrónicas, aprovada pela Lei n.º 5/2004, de 10 de fevereiro.

⁵⁸ Sander SIMONETTI – «Two Models of Last Resort Supply in the Liberalised European Energy Market», *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol. 24, N.º 4, novembro de 2006, p. 559, PEDRO GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, p. 100.

⁵⁹ Em Espanha, desde 1 de julho de 2009, os comercializadores de último recurso (*“Suministro de Último Recurso”*) foram nomeados pelo governo Espanhol e fornecem eletricidade e gás natural aos clientes de último recurso. O sistema de tarifa integral foi substituído pelo sistema de tarifa de último recurso.

Assim, por exemplo, no Reino Unido o comercializador de último recurso (*supplier of last resort – SoLR*) é designado *ad hoc* para todos os consumidores clientes de um comercializador que entre em processo de insolvência, caso o mercado não consiga suprir problema (v.g. através da aquisição do comercializador em dificuldades por outrem) – solução que é tida por preferencial. Em caso de falha do mercado, o regulador britânico (*Ofgem*) tem o poder de revogar a licença ao comercializador em processo de insolvência e de designar, com discricionariedade, qualquer dos comercializadores que operam no mercado como CUR dos clientes do primeiro, mediante oferta dirigida aos comercializadores de mercado melhor colocados para virem a operar, por um período transitório, como comercializadores de último recurso daqueles consumidores (*tailor-made SoLR appointment*)⁶⁰.

Na Holanda, o modelo instituído também é o da designação *ad hoc* do CUR, pelo regulador, em caso de insolvência de um comercializador. Diferentemente do modelo britânico, o sistema apenas abrange os consumidores com perfis de consumo mais baixos e, além disso, a carteira de clientes do comercializador insolvente é distribuída por entre todos os demais comercializadores licenciados em função das suas quotas de mercado⁶¹. Em ambos os modelos os comercializadores que passam a atuar transitoriamente como comercializadores de último recurso, podem cobrar uma taxa pelos serviços de operacionalização da mudança⁶².

Feito este enquadramento, delimitadas as imposições dos «pacotes energéticos europeus» e conscientes da coexistência de modelos diferentes instituídos noutros Estados-membros, importa, agora, centrarmos na figura do CUR e nas concretas funções que este desempenha à luz do direito português no SEN e no SNGN.

⁶⁰ Gas Act 1986, Electricity Act 1989, Utilities Act 2000, Competition Act 1998, Enterprise Act 2002, Energy Act 2004. *Vd.* OFGEM, 2008; Simonetti, 2006: 564-573.

⁶¹ Dutch Electricity Act (Elektriciteitswet 1998), Dutch Gas Act (Gaswet), The Security of Electricity Supply Decree (Besluit leveringszekerheid Gaswet), The Security of Gas Supply Decree, (Besluit leveringszekerheid Elektriciteitswet). *Vd.* Simonetti, 2006: 560-564 e 570-573.

⁶² Na Holanda o preço cobrado tem por base valores de mercado enquanto no Reino Unido o valor é fixado em função dos custos concretos incorridos acrescidos da remuneração tida por justa.

2.1 Setor elétrico

No direito português, o CUR é consagrado como um dos intervenientes do Sistema Elétrico Nacional (SEN), desempenhando a atividade de comercialização⁶³.

Assim, ao passo que o exercício da atividade de comercialização de eletricidade (*tout-cour*) é livre, estando apenas sujeita a registo prévio, a comercialização de último recurso está sujeita a licença⁶⁴. A mesma foi atribuída, a título transitório, à EDP Serviço Universal, S.A. (EDP SU), sociedade juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais atividades do SEN, constituída pelo operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), a EDP Distribuição Energia, S.A., com esse propósito⁶⁵. Esta licença transitória caduca na data da extinção do contrato de concessão da RND⁶⁶. A licença de CUR é pessoal e intransmissível, com exceção das situações de reestruturação societária⁶⁷.

Para além da atribuição da qualidade de comercializador de último recurso à EDP SU, foi ainda atribuída aquela qualidade às entidades concessionárias da atividade de distribuição em baixa tensão (BT), dentro da respetiva área de concessão, enquanto durar o correspondente contrato de concessão⁶⁸. Esta atividade, diferente da distribuição em média e alta tensão, compete aos municípios, os quais podem exercê-la em regime de exploração direta ou através de concessão⁶⁹. A esmagadora maioria dos municípios celebrou contratos de concessão com a EDP Distribuição. Não obstante, uma minoria mantém operadores diferentes da EDP Distribuição a atuar em pequenas circunscrições territoriais do continente. Por esta via, uma dezena de pequenas entidades operadoras da rede de distribuição em baixa tensão (BT) atua enquanto CUR em pequenas áreas de comercialização, cada uma das quais abastece um número de clientes necessariamente inferior a 100.000, beneficiando da derrogação à exigência de separação jurídica das atividades⁷⁰. Adicionalmente, nas regiões autónomas da Madeira e

⁶³ Artigos 14.º, al. e), *in fine* e 13.º, al. d) do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁶⁴ Artigo 42.º, n.ºs 1 e 2 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁶⁵ Artigo 73.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente. Do exposto resulta que, do ponto de vista económico, foi designado CUR aquele que, historicamente, era o fornecedor incumbente (*incumbent supplier*). A atribuição de novas licenças fica dependente de procedimento concursal, a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia (artigos 52.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente).

⁶⁶ Este contrato resultou da conversão da licença de distribuição em MT e AT, da titularidade da EDP Distribuição Energia, S.A. em concessão, mediante a celebração do respetivo contrato (artigo 70.º/1 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente). Artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente. As bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade em média e alta tensão constam do Anexo IV ao mesmo diploma.

⁶⁷ Artigo 49.º *ex vi* do artigo 54.º, ambos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁶⁸ Artigo 73.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁶⁹ *Vd.* Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro e artigo 31.º, n.º 3 e 4 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁷⁰ Artigo 36, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, em linha com o artigo 26.º, n.º 4 da Diretiva n.º 2009/72/CE.

Açores atuam como comercializador de último recurso, respetivamente, a Empresa de Electricidade da Madeira e a Electricidade dos Açores, uma vez que são consideradas pequenas redes isoladas às quais não são aplicáveis as exigências de separação jurídica das atividades de distribuição e comercialização⁷¹.

Sem prejuízo da caducidade, esta atividade pode também ser extinta por revogação decidida pela Direção Geral de Energia e Geologia, quando se verifique a falsidade dos dados e declarações prestados no respetivo pedido ou o seu titular faltar ao cumprimento de deveres relativos ao exercício da atividade⁷². Os comercializadores de último recurso designados encontram-se sujeitos a obrigações de serviço público universal, o que implica o fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades dos clientes de eletricidade com fornecimentos ou entregas em baixa tensão normal (BTN)⁷³. Estas obrigações do serviço público universal⁷⁴ traduzem-se num conjunto de deveres de fornecimento de eletricidade⁷⁵:

- a) aos clientes finais com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4kVA enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas⁷⁶;
- b) para satisfação das necessidades dos clientes finais economicamente vulneráveis, após a extinção das tarifas reguladas ou tarifas transitórias⁷⁷;
- c) a clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade (v.g. em situações de insolvência)⁷⁸.
- d) em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, pelo tempo que essa ausência se mantenha⁷⁹.

⁷¹ Artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigos 26.º, n.º 4 e 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE.

⁷² Deveres previstos no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente (*ex vi* do artigo 54.º do mesmo diploma).

⁷³ Artigo 46.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁷⁴ A garantia da universalidade de prestação do serviço é uma das obrigações de serviço público nos termos da al. b) do n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁷⁵ Artigo 46.º, n.º 3 e 4 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁷⁶ Artigo 46.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 53, n.º 3, al. a) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁷⁷ Artigo 46.º, n.º 3 *in fine* do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 53.º/3/a *in fine* Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁷⁸ Artigo 46.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigo 53.º, n.º 3, al. d) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente. Este último diploma prevê, no n.º 5 do artigo 53.º, os procedimentos que devem ser seguidos nos casos em que os comercializadores de mercado tenham ficado impedidos de exercer a atividade.

⁷⁹ Artigo 46.º, n.º 4 *in fine* do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e artigo 53.º, n.º 3, al. c) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente. Relativamente ao dever de assegurar o fornecimento em locais sem oferta de mercado e nas situações em que o comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade, o CUR 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 de cálculo da tarifa social de fornecimento de eletricidade. O que significa que o preço cobrado em caso de quebra da atividade do comercializador, não obstante o possível transtorno, pode acabar por ser economicamente vantajoso para os clientes. O artigo 53.º, n.º 3, al. e) e f) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, acrescenta que o CUR tem o dever de enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis, bem como cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade.

Para abastecer os seus clientes, os CUR podem adquirir eletricidade tanto através de mecanismos regulados, como de mecanismos de mercado (em mercados organizados, contratos bilaterais, concursos, leilões⁸⁰). A finalidade legal consiste na garantia do abastecimento a preços razoáveis, fácil e claramente comprováveis e transparentes, gerindo diferentes formas de contratação para adquirir energia ao menor custo possível⁸¹. A eletricidade adquirida em quantidades excedentárias face às necessidades deve ser revendida⁸².

Em virtude das funções atribuídas à EDP SU – enquanto CUR que não beneficia de derrogações – exige-se que esta observe critérios de independência, o que se traduz, designadamente, na separação jurídica face às demais sociedades do SEN⁸³, no dever de diferenciação de imagem e comunicação⁸⁴, num regime de incompatibilidades dos seus gestores⁸⁵, no dever de dispor de códigos de boa conduta que assegurem princípios de independência funcional da gestão e proceder à sua publicitação⁸⁶, bem como a sujeição ao regime de regulação estrita da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)⁸⁷, tendo o dever de cumprir com todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade⁸⁸.

Em contrapartida dos deveres que sobre este impendem, o comercializador de último recurso tem direito a que lhe seja assegurada uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, aprovado pela ERSE, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente⁸⁹.

As funções acima referenciadas, atribuídas pelo legislador português ao CUR, correspondem, justamente, às previsões das Diretivas do «segundo e terceiro pacotes» e às suas preocupações em matéria de proteção dos consumidores. Contudo, em cúmulo com aquelas funções, o legislador português atribuiu, ainda, outras funções aos CUR, com exceção dos que sejam apenas distribuidores em baixa tensão⁹⁰, que passam pelo dever de aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial que

⁸⁰ Artigo 49.º, n.º 2, al. b) e c) do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 55/1/b) a d) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente

⁸¹ Cf. corpo do artigo 55.º, n.ºs 1 e 3 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente

⁸² Artigo 55.º, n.º 7 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, o que ser feito nos termos do Regulamento Tarifário e Regulamento de Relações Comerciais.

⁸³ Artigo 47.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁸⁴ Artigo 47.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁸⁵ Os administradores e quadros de gestão do CUR não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras atividades do SEN (artigo 53.º, n.º 7, al. a) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente), sem prejuízo da inexigibilidade no que respeita aos operadores das redes de distribuição de baixa tensão (BT) que abasteçam um número de clientes inferior a 100.000 (artigo 36.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, *ex vi* do artigo 53.º, n.º 7, al. a) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente).

⁸⁶ Artigo 53.º, n.º 7, al. b) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁸⁷ Artigo 53.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁸⁸ Artigo 53.º, n.º 3, al. f) do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁸⁹ Artigo n.º 53.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

⁹⁰ Artigo 55.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, conjugado com o artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

beneficiem de remuneração garantida legalmente. Com efeito, em Portugal, o comercializador de último recurso deve adquirir a eletricidade produzida pelos produtores em regime especial⁹¹, enquanto estes beneficiarem de tarifa ou de outra remuneração garantida⁹². Por conseguinte, o diferencial de preços face ao regime ordinário, ou seja o sobrecusto, é alocado aos consumidores (mesmo que em mercado livre) por escalão de tensão⁹³. Deste modo, de forma estranha à lógica dos «pacotes energéticos» europeus e da *causa-função* que originou o CUR, o legislador português faz uso de um agente do mercado encarregue da proteção dos consumidores para operacionalizar o pagamento dos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.

2.2 Setor do Gás Natural

À semelhança do que se verifica na SEN, no SNGN o comercializador de último recurso retalhista⁹⁴ também é consagrado como um dos intervenientes no sistema, desempenhando a atividade de comercialização⁹⁵. Paralelamente ao SEN, o exercício da atividade de comercialização de gás natural (*tout-cour*) é livre, estando apenas sujeita a registo prévio, enquanto a comercialização de último recurso está sujeita a licença⁹⁶.

Foi atribuída a qualidade de comercializador de último recurso a sociedades a constituir em regime de domínio total inicial a concessionárias de distribuição regional ou pelas detentoras de licenças de distribuição local⁹⁷, com a duração corresponde à dos contratos de concessão ou à das licenças de distribuição de gás natural⁹⁸. Previu-se também que esta atividade fosse separada juridicamente das restantes, incluindo outras formas de comercialização (com exceção dos distribuidores que sirvam

⁹¹ Artigo 49.º, n.º 2, al. a) do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigos 53.º, n.º 3, al. b) e 55/1/a do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente

⁹² O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, em articulação com as alterações realizadas ao conceito de produção em regime especial (artigos 18.º, 20.º) – conceito que passou a contemplar a produção de eletricidade em regime de remuneração de mercado – passou a dispor que o CUR apenas tem a obrigação de aquisição de eletricidade produzida em regime especial enquanto esta beneficiar de tarifa ou outra remuneração garantida. Assim que esta passe a ser remunerada a preços de mercado, a obrigação cessa. Por sua vez, foi criada juridicamente o facilitador de mercado, comercializador (designado em procedimento concursal) sujeito à aquisição de energia pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado (i.e. sem remuneração garantida) – artigo 49.º-A.

⁹³ Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, artigos 87.º e 150.º do Regulamento Tarifário e artigos 48.º, 71.º a 78.º e Capítulo XIV do Regulamento das Relações Comerciais.

⁹⁴ Referimo-nos aos comercializadores de último recurso retalhistas e não ao comercializador de último recurso grossista, figura (inexistente no SEN) que, no âmbito do SNGN, exerce a atividade de aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN para fornecimento aos primeiros (vd. artigo 40.º, n.º 5 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigos 40.º a 43.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de outubro, na redação vigente).

⁹⁵ Artigos. 14.º, al. e), *in fine* e 13.º, al. e) do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro na redação vigente.

⁹⁶ Artigo 37.º, n.ºs 1 e 2 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

⁹⁷ Vg. artigos 3.º, al. m, 4.º, 40.º a 43.º, 51.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, bem como os artigos 3.º, al. m), 4.º, 32.º, 40.º a 42.º, 58.º e 64.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

⁹⁸ Artigo 43.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

menos de 100.000 clientes⁹⁹), sendo exercida segundo critérios de independência¹⁰⁰. Sem prejuízo da caducidade, esta atividade pode, também, ser extinta por revogação quando o seu titular faltar ao cumprimento dos deveres relativos ao exercício da atividade¹⁰¹. Existem, atualmente, uma dúzia de entidades que atuam como CUR no SNGN, pertencentes a diferentes grupos económicos, com predomínio do grupo GALP Energia.

Os CUR estão sujeitos a obrigações de serviço público, nessa medida, são responsáveis pelo fornecimento de gás natural na área abrangida pela rede¹⁰². Este dever traduz-se num conjunto de deveres de fornecimento de gás natural¹⁰³:

- a) aos clientes finais com potências contratadas iguais ou inferiores a 10.000 m³ enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas¹⁰⁴;
- b) para satisfação das necessidades dos clientes finais economicamente vulneráveis (i.e. das pessoas que se encontrem nas condições de beneficiar da tarifa social¹⁰⁵), após a extinção das tarifas reguladas ou tarifas transitórias¹⁰⁶;
- c) a clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade (v.g. em caso de insolvência)¹⁰⁷;
- d) em locais, cobertos pela rede de gás natural, onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado¹⁰⁸.

⁹⁹ Artigo 31.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, *ex vi* do artigo 41.º, n.º 2 do mesmo diploma.

¹⁰⁰ Artigo 41.º, n.º 1 e 3 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

¹⁰¹ Artigo 43.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, na redação vigente.

¹⁰² Artigo 40.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, na redação vigente.

¹⁰³ Artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

¹⁰⁴ Artigo 40.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. a) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹⁰⁵ Cf. Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 setembro, *ex vi* do artigo 40.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho. A redação vigente foi aprovada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro.

¹⁰⁶ Artigo 40.º, n.º 3 *in fine* do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. a) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹⁰⁷ Artigo 40.º, n.º 6 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. d), n.º 5 e 6 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹⁰⁸ Artigo 40.º, n.º 6 *in fine* do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. c) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

Diferentemente do previsto para o SEN, para abastecer os seus clientes, os comercializadores de último recurso retalhista adquirem gás natural ao comercializador de último recurso grossista que, por sua vez, adquire aquela *commodity* junto do comercializador do SNGN¹⁰⁹, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime *take or pay*, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais¹¹⁰.

Em virtude das funções atribuídas aos comercializadores de último recurso, exige-se que os mesmos observem critérios de independência, o que se traduz, designadamente, que esta atividade seja separada juridicamente das restantes, incluindo outras formas de comercialização, sendo exercida segundo critérios de independência¹¹¹, bem como a diferenciação de imagem e comunicação relativamente a outros agentes do SNGN¹¹².

Em contrapartida dos deveres que sobre estes impendem, os CUR têm direito a que lhe seja assegurada uma remuneração, nos termos da lei e da regulamentação aplicável, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente¹¹³.

Adicionalmente, a lei portuguesa comete ainda aos CUR retalhistas, bem como aos demais comercializadores em regime de mercado, a tarefa de assegurar a constituição e manutenção de reservas de segurança de gás natural¹¹⁴, nos termos do Capítulo XI do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação em vigor, e do Regulamento UE n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro. Diferentemente do que sucede no âmbito do SEN, no que respeita às funções do comercializador de último recurso em sede de produção em regime especial, estas funções não podem ser consideradas extravagantes ou estranhas ao quadro das funções do CUR. Com efeito, a co-atribuição aos comercializadores de último recurso desta responsabilidade resulta tão só destes serem, também, comercializadores (ainda que não em regime de mercado) e, portanto, uma empresa do setor do gás natural que, por essa razão, é destinatária de obrigações no âmbito da segurança do abastecimento.

¹⁰⁹ Entidade titular dos contratos de *take or pay* previstos no artigo 39.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹¹⁰ Artigo 43.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigo 42.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹¹¹ Artigo 41.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

¹¹² Artigo 41.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

¹¹³ Artigo n.º 41.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹¹⁴ Artigos 41.º, n.º 3, al. e) e 49.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

3. Perspetivas Futuras

Tendo sido traçado o modelo de CUR vigente no direito português, importa, por fim, proceder a uma breve reflexão prospetiva sobre o mesmo, designadamente no que respeita ao papel que caberá a este agente no futuro.

Para o efeito, importa ter presente que o processo de extinção das tarifas transitórias reguladas de venda a clientes finais em curso tem ditado uma diminuição progressiva e significativa do número de clientes¹¹⁵ – em virtude da oferta dos comercializadores de mercado e do agravamento da tarifa transitória, que incentiva àquela adesão¹¹⁶ – e, por conseguinte, da própria atividade do CUR. A prazo, o já referido processo de extinção definitiva de todas as tarifas reguladas de venda a clientes finais¹¹⁷, que subsistem ainda sob a forma de tarifas transitórias, será concluído tanto no setor elétrico, como no setor do gás natural, o que implicará que a atividade CUR fique limitada ao fornecimento¹¹⁸: (i) a clientes finais economicamente vulneráveis que decidam não proceder à mudança de comercializador para o mercado livre, (ii) a clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade (v.g. em situações de insolvência) ou (iii) em locais onde não exista oferta¹¹⁹ dos comercializadores de mercado, pelo tempo que essa ausência se mantenha.

Do exposto resulta que a futura dimensão da atividade do CUR dependerá, essencialmente, do número de clientes vulneráveis que vierem a ser fornecidos por este comercializador, uma vez que as restantes atividades serão residuais ou de natureza meramente transitória¹²⁰.

¹¹⁵ De acordo com os dados estatísticos disponíveis em dezembro de 2014, no setor elétrico, em resultado da implementação dos mecanismos regulatórios de incentivo à transição para um mercado energético liberalizado, já não existem clientes em MAT com tarifas transitórias, sendo que, mais de oitenta por cento dos clientes em MT e BTE já aderiram ao mercado de eletricidade em regime de preços livres. A grande maioria da carteira do CUR, em outubro de 2014, era composta por clientes do setor doméstico, que representavam cerca de 50% dos clientes finais abastecidos em BTN – cf. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2014.

No setor do gás natural, de acordos com os dados disponíveis em dezembro de 2014, o consumo dos clientes no mercado liberalizado no final de setembro de 2014 representou cerca de 96% do consumo global (mercado regulado e mercado liberalizado considerados conjuntamente). O peso do mercado livre no segmento dos clientes residenciais, apesar de ter vindo a aumentar de forma sustentada desde dezembro de 2012, atingira, em setembro de 2014, cerca de 50% do consumo global deste segmento – cf. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2014.

¹¹⁶ Referimo-nos à aplicação de um fator de agravamento, o qual visa induzir a adesão gradual às formas de contratação oferecidas no mercado previsto nos já referidos diplomas que preveem o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

¹¹⁷ Conforme *supra* exposto, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais foi desencadeado pelos Decretos-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, 74/2012, de 26 de março/75/2012, de 26 de março – diplomas que sofreram, no ínterim, sucessivas alterações.

Referimo-nos a Portugal continental, dada a exclusão das regiões autónomas – artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigos 26.º, n.º 4 e 44.º da Diretiva n.º 2009/72/CE.

¹¹⁸ *Vd.* disposições legais em 3.1 e 3.2.

¹¹⁹ No caso do SNGN, desde que o local seja coberto pela rede de gás natural – cf. artigo 40.º, n.º 6 in fine do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e artigo 41.º, n.º 3, al. c) do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

¹²⁰ Se apenas estas últimas atividades fossem desempenhadas, então, o número de clientes do CUR seria muito reduzido, o que motivaria discussões aprofundadas sobre o modelo do CUR instituído em Portugal.

Por conseguinte, cumpre levar em linha de consideração que os clientes finais economicamente vulneráveis – que a legislação vigente prevê que possam ascender a centenas de milhares de clientes¹²¹ – poderão não ter real incentivo para procederem à mudança de comercializador (i.e. a transitarem para o mercado livre). É certo que todos os consumidores finais que preencham as condições legalmente fixadas nos diplomas que instituíram tarifas sociais e o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE)¹²² – clientes economicamente vulneráveis, designados por clientes finais elegíveis – podem beneficiar de desconto na tarifa, independentemente do comercializador que os forneça. O que significa que este instrumento legal que visa a satisfação das necessidades dos clientes finais economicamente vulneráveis – nomeadamente, procurando assegurar preços compatíveis com a sua situação socioeconómica – é alcançável tanto através do CUR como dos comercializadores de mercado. Pelo que no direito vigente esta situação conduz a que o CUR assuma atualmente um papel algo indiferenciado na proteção dos consumidores vulneráveis em matéria de preço. Não obstante, por não ser aplicável aos consumidores vulneráveis fornecidos pelo CUR que beneficiem de tarifa social e ASECE o fator de agravamento que incide sobre as tarifas transitórias (mecanismo de incentivo à adesão ao mercado), se os preços praticados pelos comercializadores de mercado não forem suficientemente competitivos, inexistirá incentivo real para a mudança de comercializador, o que poderá ditar o prolongamento da atividade do CUR para um número muito significativo de clientes¹²³.

Por fim, saliente-se que, como já referido, o CUR assume no edifício regulatório do setor elétrico funções adicionais, designadamente no que respeita à aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial enquanto estes beneficiarem de tarifa ou outra remuneração garantida legalmente. Pelo que esta particularidade sempre terá de ser tida em conta no papel que vier a ser reservado ao CUR. Em face do exposto, entre o mais, pode concluir-se, por um lado, que a extinção, a prazo, das tarifas transitórias, ditará um mercado concorrencial de fornecimento de eletricidade e gás natural para a generalidade dos consumidores. Por outro, que a dimensão da atividade do CUR poderá depender, essencialmente, do número de clientes vulneráveis que não tomarem uma decisão de mudança de comercializador.

¹²¹ O Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro alargar prevê o alargamento do número de beneficiários de tarifa social de energia elétrica para cerca de 500 mil titulares de contratos de fornecimentos de energia elétrica, passando a abarcar instalações, localizadas em habitação permanente do cliente economicamente vulnerável, alimentadas em baixa tensão normal com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA. Pelo que, ao menos no setor elétrico, o número é especialmente significativo.

¹²² O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, e o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, instituíram tarifas sociais de fornecimento de energia elétrica e de gás natural. O Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, criou o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (elétrica e de gás natural). O Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro alterou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e o Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia.

¹²³ Os n.ºs 8 a 10 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e do artigo 38.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente, preveem a determinação de um custo de referência da atividade de comercialização bem como dos custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica e de gás natural.

4. Conclusões

Ao longo deste estudo foram, pontualmente, sendo retiradas diversas conclusões, alicerçadas nas premissas enunciadas, e que agora importa recuperar e formular de forma sintética e integrada. Assim, em face do exposto, podem enunciar-se as seguintes conclusões principais:

- §1 A figura de comercializador de último recurso (CUR) surge por força do movimento de liberalização dos mercados enérgicos da eletricidade e do gás natural, no quadro do «segundo pacote energético» europeu, confirmado e aprofundado pelo «terceiro pacote», que impõe a abertura à concorrência e o conseqüente abandono do modelo tradicional assente em monopólios públicos verticalmente integrados.
- §2 O Direito da União Europeia impõe, designadamente, que a atividade de comercialização, destacada e autonomizada da distribuição, seja operada num mercado plenamente concorrencial, no qual seja permitido a todos os consumidores a livre escolha de comercializadores e a todos os comercializadores o livre abastecimento dos seus clientes, pressupondo o direito de acesso livre, transparente e não discriminatório às redes monopolistas de transporte e de distribuição.
- §3 A consagração de um mercado plenamente aberto à concorrência tem como contraponto o reforço das preocupações em torno do serviço público e da proteção dos consumidores que, no caso do setor elétrico, obrigam os Estados-membros a garantir o acesso generalizado de todas as pessoas à eletricidade a um preço razoável (serviço universal), e no caso do gás natural, à proteção dos consumidores que se situem nas áreas abrangidas pela rede. Para tanto, os Estados-membros, querendo, podem designem CUR.
- §4 Os diferentes Estados-membros, ao designarem um CUR, têm adotado modelos diversos, quer quanto ao momento de designação e duração, quer quanto aos consumidores abrangidos, quer ainda quanto ao financiamento desta atividade.
- §5 Em Portugal foram instituídas *ab initio* sociedades constituídas pelas sociedades distribuidoras concessionárias, pelo prazo da concessão, como CUR – separadas juridicamente dos demais agentes com o dever de observarem critérios de independência e de diferenciação de imagem e de comunicação – sujeitas a obrigações de serviço público.

- §6 No direito português os CUR ficaram incumbidos de deveres de fornecimento de eletricidade e gás natural a pequenos consumidores enquanto forem aplicadas tarifas reguladas (integradas) ou transitórias e, após a extinção destas, atuando supletivamente para satisfação das necessidades dos consumidores economicamente vulneráveis, em situações de impossibilidade do comercializador de mercado ou em caso de ausência de oferta.
- §7 Adicionalmente, no caso do setor elétrico, a EDP SU foi incumbida de uma tarefa que pode considerar-se estranha à *causa-função* dos CUR, tal como este foi previsto nas Diretivas do segundo e terceiro «pacotes energéticos», ao ficar responsável pela aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial enquanto estes beneficiarem de tarifa ou de outra remuneração garantida legalmente.
- §8 A extinção, a prazo, das tarifas transitórias de venda a clientes finais ditará, para a generalidade dos consumidores em Portugal continental, um mercado concorrencial de fornecimento de eletricidade e gás natural, sujeito à supervisão setorial, sem prejuízo das tarifas de acesso às redes que sejam fixadas para as atividades em monopólio natural e dos preços aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis.
- §9 A dimensão da atividade do CUR e a subsistência do seu modelo vigente será sobretudo determinada pelo número de clientes finais economicamente vulneráveis que não tomarem uma decisão de mudança de comercializador, o que poderá depender essencialmente da competitividade dos preços oferecidos pelos comercializadores de mercado.



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

■ A Resposta Regulatória à Covid-19 no Setor Energético Português¹

Introdução

A Organização Mundial de Saúde qualificou, no dia 11 de março de 2020, a emergência de saúde pública ocasionada pela doença COVID-19 como uma pandemia internacional, constituindo uma calamidade pública. A situação evoluiu muito rapidamente em todo o mundo, e a Europa, que havia sido poupada noutros surtos de vírus mortais (SARS, MERS, Ébola), foi particularmente afetada, por esta altura, sobretudo a ocidente.

Embora os casos mais graves se verifiquem, à data, em Itália, onde teve origem o primeiro grande surto europeu, em França, Espanha ou Bélgica, Portugal não é um país imune a esta realidade. O primeiro caso em Portugal da COVID-19 registou-se a dois de março de 2020 e, depois disso, verificou-se um número crescente de casos e de mortes. O conhecimento adquirido e a experiência de outros países levaram à adoção de medidas de contenção da pandemia desde muito cedo em Portugal, que permitiram o achatamento da curva representativa da transmissão do vírus e a evolução para uma situação de planalto. No presente artigo descreve-se a resposta oferecida em Portugal à crise epidemiológica, através dos instrumentos jurídicos permitidos pela Constituição da República Portuguesa, sendo particularizadas as medidas regulatórias tomadas no setor energético.

A resposta no ordenamento jurídico português à COVID-19

Em Portugal, desde muito cedo, foram tomadas medidas de contenção, mitigação e resposta à pandemia gerada pelo SAR-COV-2, quer ainda em estado de normalidade Constitucional², quer em estado de emergência. Parte dessas medidas, tipicamente com menor intensidade e abrangência, serão mantidas no período posterior ao estado de emergência, na declarada situação de calamidade.

Assim, primeiramente, ainda em estado de normalidade Constitucional, 11 dias depois do primeiro caso conhecido de COVID-19, foram tomadas medidas excecionais e temporárias tais como o encerramento das escolas e de outros estabelecimentos³. Paralelamente, no mesmo dia, ao abrigo do disposto na Lei

¹ Artigo anteriormente publicado em CAIO CÉSAR TORRES CAVALCANTI (coord.) – *Energia em Tempos de Pandemia: impactos da COVID-19 nos Setores Energéticos Ibero-americanos*, Lisboa, EVEEx, 2020, pp. 262-267.

² Logo a 2 de março tinha sido determinado aos empregadores públicos a elaboração de um plano de contingência ([Despacho n.º 2836-A/2020, de 2](#) de março). E a partir de 10 de março foi determinada a suspensão dos voos para Itália (Despachos n.º 3186-C/2020 e 3186-D/2020, de 10 de março).

³ Decreto-Lei n.º 10-A/2020, de 13 de março.

de Bases da Proteção Civil, foi declarado o estado de alerta em todo o território nacional, que interditou eventos de maior dimensão em recintos cobertos, restringiu algumas atividades económicas e ativou o sistema de avisos à população⁴.

Seguidamente, a 18 de março foi declarado o estado de emergência, com fundamento na verificação de uma situação de calamidade pública. Enquanto uma das duas modalidades do estado de exceção, o estado de emergência corresponde em Portugal à constituição de uma ordem constitucional autónoma e parcelar, que visa essencialmente prosseguir o objetivo de terminar com a situação de anormalidade⁵ e, adjacientemente, responder aos consequentes constrangimentos económicos e sociais associados⁶.

No fundo, em emergência, institui-se uma regulação parcial, excecional e temporária, por referência à ordem constitucional em tempos de normalidade, que não só visa como pressupõe a restauração da situação de normalidade pré-existente. O que permite a adoção de medidas que *materialmente* impliquem compressão de direitos fundamentais (e a preponderância do poder governamental), desde que tais medidas estejam *funcionalmente* dirigidas às finalidades a que a excecionalidade visa responder, de forma proporcional e com uma vigência *temporalmente* limitada. Para tanto, ao nível procedimental, no regime semipresidencialista português, a declaração de estado de emergência envolve três órgãos de soberania, para cumprimento da fórmula típica: o Presidente declara, o Governo executa e o Parlamento fiscaliza.

A declaração do estado de emergência de 18 de março de 2020, renovado por duas vezes⁷, permitiu, por um lado, ratificar todas as medidas pretéritas, legislativas e administrativas, adotadas no contexto da presente crise⁸, e por outro reforçar a cobertura Constitucional a medidas mais abrangentes, conferindo às medidas que se traduzam em limitações de direitos, liberdades e garantias no respaldo Constitucional que só o estado de emergência permite.

⁴ Despacho n.º 3298-B/2020, de 13 de março.

⁵ Cf. Jorge Bacelar GOUVEIA – *Estado de Exceção no Direito Constitucional – uma perspetiva do Constitucionalismo Democrático*, Coimbra, 2020, pp. 1446 e ss.

⁶ José Duarte COIMBRA, Marco CALDEIRA, Tiago SERRÃO – *Direito Administrativo da Emergência*, Almedina, 2020, p. 6.

⁷ Decretos do Presidente da República n.º 14-A/2020, de 18 de março, n.º 17-A/2020, de 2 de abril, e n.º 20-A/2020, de 17 de abril.

⁸ Para uma análise crítica do diploma Presidencial, incluindo, sobre esta ratificação *vd.* Jorge REIS NOVAIS – “Estado de Emergência – Quatro Notas Jurídico-Constitucionais sobre o Decreto Presidencial”, *Observatório Almedina*, de 19 de março de 2020 (disponível em <https://observatorio.almedina.net>).

Em execução desta declaração, o Governo regulamentou um conjunto de medidas com o objetivo de conter a transmissão da doença e, bem assim, garantir a capacidade de resposta do Serviço Nacional de Saúde e das cadeias de abastecimento de bens essenciais. Fê-lo optando formalmente pela emissão de Decretos⁹, a forma mais solene de regulamentação governamental, que implica a promulgação presidencial e, portanto, (algum) comprometimento político¹⁰.

No decurso do estado de emergência, com variações em função dos dados de evolução da disseminação do vírus, a par de um dever geral de recolhimento domiciliário, foram adotadas medidas de confinamento obrigatório para doentes com SARS-Cov2 ou em situação de vigilância ativa, de proteção especial para os maiores de 70 anos e grupos de risco, e ainda outras medidas de mitigação de risco, tais como a obrigação de adoção do regime de teletrabalho, o encerramento generalizado de instalações e estabelecimentos não essenciais e a suspensão da liberdade de culto na sua dimensão coletiva. Enquanto a generalidade dos setores foi confrontada com obrigações de encerramento, o setor energético foi objeto de obrigações de fornecimento. Paralelamente, o Parlamento e Governo avançaram com um conjunto de medidas de apoio económico e social¹¹.

O regresso ao estado de normalidade, a 3 de maio de 2020, foi acompanhado pela denominada declaração da situação de calamidade em todo o território nacional, novamente com base na Lei de Bases da Proteção Civil, com vista a estender parte das medidas de proteção, designadamente de confinamento e recolhimento obrigatório¹², calendarizando o regresso das atividades encerradas¹³.

⁹ [Decretos n.º 2-A/2020](#), de 20 de março, 2-B/2020, de 2 de abril, e Decreto n.º 2-C/2020, de 17 de abril

¹⁰ Jorge Bacelar GOUVEIA – “O Estado de Exceção Constitucional em Portugal”, AAVV, *Estado de Emergência – COVID-19 – Implicações na Justiça*, Coleção Caderno Especial, Centro de Estudos Judiciários, abril de 2020, pp. 36-37 (disponível em http://www.cej.mj.pt/cej/recursos/ebooks/outros/eb_Covid19.pdf)

¹¹ A título exemplificativo, medidas de apoio económico às empresas (v.g. *layoff* simplificado, linhas de crédito), auxílios da segurança social aos trabalhadores e moratórias para proteção do direito à habitação.

¹² A suspensão parcial do direito à liberdade pessoal, que decorre do artigo 27.º da Constituição, em estado de normalidade Constitucional, é discutível face à rigidez daquele preceito. Sobre tema *vd.* Rui MEDEIROS – “A força normativa da covid-19”, *Expresso*, 1 de maio de 2020 (disponível em: <https://expresso.pt/autores/2020-05-01-Rui-Medeiros>) e Pedro LOMBA – “A questão da suficiência jurídica do “estado de emergência administrativo”, *Observador*, 5 de maio de 2020 (disponível em <https://observador.pt/opiniao/a-questao-da-suficiencia-juridica-do-estado-de-emergencia-administrativo>).

¹³ Resolução do Conselho de Ministros n.º 33-A/2020, de 30 de abril.

Medidas (regulatórias) adotadas no setor energético em resposta à Covid-19

No setor energético foram adotadas medidas de resposta à crise epidemiológica, quer pelos órgãos governamentais, quer pela entidade reguladora que, nos termos legais, com previsão constitucional expressa, dispõe de uma ampla credencial regulamentar, incluindo para a produção de regulamentos independentes¹⁴, associada à designada discricionariedade regulatória (*Regulierungsermessen, regulatory discretion*)¹⁵.

O Governo, para períodos de vigência limitados, determinou o funcionamento obrigatório das principais infraestruturas e operadores com vista a assegurar a continuidade e a ininterruptibilidade dos serviços energéticos (ao arrepio da lógica de encerramento de estabelecimentos que foi regra no estado de emergência), fixou preços máximos para o gás propano liquefeito (GPL) engarrafado (evitando preços especulativos), determinou a obrigatoriedade de incorporação física de biocombustíveis, numa percentagem mínima de 6,75 % em volume de biodiesel no gasóleo utilizado no setor dos transportes terrestres e estabeleceu a possibilidade de comercialização de gasolina com especificações de inverno para efeitos do seu escoamento¹⁶. A Direção Geral da Energia e Geologia, na dependência direta daquele, veio clarificar que os prazos procedimentais se encontravam suspensos, incluindo os prazos das peças dos concursos para a atribuição de capacidade de receção na rede da energia elétrica produzida em centrais solares fotovoltaicas, bem como para a apresentação de novos pedidos de reserva de capacidade ou pedidos de licenciamento que não sejam urgentes¹⁷.

A ERSE tomou as primeiras medidas justamente na eminência da declaração do estado de emergência, tendo por referencial a data da pretérita declaração do estado de alerta (regulamento de março)¹⁸. Estas medidas foram, posteriormente, prorrogadas, aprofundadas e alargadas no decurso do estado de emergência, por novo regulamento (regulamento de abril)¹⁹ e outros atos regulatórios. Esta atuação, em

¹⁴ Artigo 267.º, n.º 3 da Constituição da República Portuguesa, artigo 21.º, n.º 1, alínea i) da Lei-quadro das Entidades Reguladoras (Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, na redação vigente) e artigo 9.º, n.º 1 dos Estatutos da ERSE (Decreto-Lei n.º [97/2002](#), de 12 de abril, na redação vigente).

¹⁵ Ana Raquel Gonçalves MONIZ, “Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores?” – *A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013, pp. 122-123.

¹⁶ Despacho n.º 3547-A/2020, de 22 de março, Despacho n.º 4698-A/2020, de 17 de abril, Despacho n.º 4736/2020, de 20 de abril, e Portaria n.º 102-A/2020, de 24 de abril.

¹⁷ Despacho DGEG n.º 27/2020, de 20 de março.

¹⁸ Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março.

¹⁹ Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril.

alguns casos, dada impossibilidade de cumprimento de todas as formalidades procedimentais exigíveis em tempo de normalidade e a imprescindibilidade das medidas, teve de ser tomada a coberto do estado de necessidade²⁰.

No regulamento de março, a ERSE determinou regras excecionais que, na prática, impediram interrupções de fornecimento de eletricidade, gás natural ou GPL canalizado dos clientes de baixa tensão e menos pressão e consumo de gás (tipicamente residenciais e pequenos negócios), por facto imputável ao cliente, no prazo adicional de 30 dias. Por sua vez, atendendo à cascata tarifária que caracteriza o fluxo financeiro dos setores em rede, foi criada uma moratória relativa aos pagamentos devidos pelos comercializadores aos operadores de redes de distribuição e, destes, ao operador da rede de transporte, no que respeita aos montantes que correspondem a valores de tarifas não pagos pelos clientes. Ficou estabelecido que os valores em dívida seriam pagos, sem juros, de forma fracionada.

Foi, também, estabelecido que operadores de rede devam dar prioridade à garantia do fornecimento de energia às instalações prioritárias, bem como ao restabelecimento de clientes, evitando outras ações que impliquem deslocação e contacto direto com o cliente. Além disso, atendendo ao contexto, foram prorrogados alguns dos prazos regulamentares e determinado que os agentes do setor mantivessem a ERSE informada dos respetivos planos de contingência. O que visou, tanto responder às superlativas necessidades de fornecimento dos consumidores em tempos de confinamento, como evitar contactos físicos promovidos pelas empresas, salvaguardando-as e aos seus trabalhadores.

Estas medidas, além de mitigarem o risco de transmissão física do novo coronavírus, permitiram proteger os clientes que, tipicamente, são consumidores finais e que, em período de recolhimento domiciliário, não poderiam em caso algum abdicar do fornecimento de energia e poderiam ter dificuldades acrescidas (físicas ou económica) de pagamento. Paralelamente, foram mitigados os riscos gerados para os comercializadores, repartindo os encargos resultantes dos não pagamentos com os operadores de rede que, além de serem tipicamente agentes com maior robustez financeira, são concessionárias de serviço público e estão sujeitos à regulação económica setorial²¹.

Através do regulamento de abril a ERSE, dado o evoluir da situação, prorrogou os prazos de aplicação do regime excepcional anteriormente instituído, regulamentou o pagamento fracionado de valores em dívida e estabeleceu outras medidas excecionais nos setores da energia elétrica e de gás natural.

²⁰ Cf. José Duarte COIMBRA, Marco CALDEIRA, Tiago SERRÃO – *Direito Administrativo da Emergência*, Almedina, 2020, pp. 53-55 e 63-70; Sérvulo Correia – “Revisitando o Estado de Necessidade”, *Em Homenagem ao Professor Doutor Diogo Freitas do Amaral*, Coimbra, Almedina, 2010, 719 e ss. e Diogo Freitas do Amaral, Maria da Glória F. P. D. Garcia, “O Estado de Necessidade e a Urgência em Direito Administrativo”, *ROA* 59.º/II, 1999, pp. 447-518.

²¹ Filipe MATIAS SANTOS, “Regulação do Setor Energético”, *Garantia de Direitos e Regulação: Perspetivas de Direito Administrativo*, AAFDL, 2020, pp. 1213-1246.

Assim, o regime excepcional de não interrupção de pequenos clientes foi estendido até 30 de junho e foi regulamentado o pagamento fracionado pelos clientes aos comercializadores dos valores em dívida gerados no período excepcional, estabelecendo-se que este deve ser acordado entre 6 e 12 prestações mensais e que, no seu decurso, enquanto se mantiver a dívida, não é admissível a mudança de comercializador. No caso dos pequenos comercializadores com quebras de faturação significativas estabeleceu-se, ainda, uma moratória adicional relativa aos encargos de acesso às redes de 60 dias. A montante da cadeia de valor, por sua vez, fixou-se que os comercializadores pagarão em 9 prestações os valores em dívida aos operadores de rede, em função dos pontos de entrega por si abastecidos e para os quais foi solicitado pagamento fracionado. Tudo medidas que adensaram a resposta às preocupações que tinham norteado o regulamento da ERSE publicado em março de 2020.

Para além disso, os clientes do fornecimento de energia elétrica e do fornecimento de gás natural que se encontrem em situação de crise empresarial nos termos da lei, passaram a ter direito à diminuição dos encargos de potência ou capacidade, do termo fixo e de energia a serem faturados. O que exceciona a regra regulamentar que, em tempos de normalidade, manda atender ao valor da potência ou pressão máximas tomadas nos últimos 12 meses. Esta regra tem sentido porquanto a rede tem de estar dimensionada para o *peak load* mas, em tempos de exceção, prevaleceu a necessidade de assegurar a proteção dos consumidores e a sustentabilidade dos sistemas elétrico e gasista. O desmantelamento das empresas levaria à diminuição significativa do consumo nacional, o que acarretaria necessariamente custos unitários de rede mais altos sobre as instalações consumidoras que subsistissem e, mesmo, riscos sérios da sua sustentabilidade.

Posteriormente à aprovação regulamentar, foi publicada a [Lei n.º 7/2020, de 10 de abril](#), através do qual o Parlamento veio estabelecer regimes excecionais e temporários de resposta à epidemia SARS-CoV-2, entre os quais a proibição da suspensão de interrupções dos serviços públicos essenciais de água, energia elétrica, gás natural e, em caso de quebra de rendimentos significativa, de comunicações eletrónicas, durante o estado de emergência e no mês subsequente. Este diploma legal tem, naturalmente, de ser considerado na interpretação da regulamentação produzida atendendo, por um lado, à posição cimeira da lei na hierarquia dos atos normativos nacionais e, por outro, à redação algo esquálida adotada num diploma que se pretende de aplicação transversal aos diversos serviços públicos essenciais, mas limitado à garantia de fornecimento.

O regulamento de abril veio ainda aligeirar deveres regulatórios para o horizonte temporal regulamentarmente definido (vg. permitindo-se a consolidação de certos desvios e desequilíbrios de comercialização; distendendo-se alguns dos prazos de reporte e estabelecimento de que o (in) cumprimento de padrões de qualidade de serviço não seriam contabilizados, por contrapartida à imposição do dever geral de minimização de impactos).

Assim, atendendo à calamidade, enquadrável como evento de força maior, a regulamentação da ERSE veio priorizar e tornar praticável o cumprimento dos deveres pelos diferentes intervenientes, procurando tanto quanto possível proteger os consumidores e mitigar os impactos económicos gerados para as empresas do setor²².

No campo tarifário a ERSE, nos termos definidos pelo regulamento tarifário, mas com maior celeridade na produção de efeitos por via de norma excecional introduzida no regulamento de abril, fez refletir a baixa de preços de energia ocorrida no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), aprovando uma descida do preço da tarifa de energia elétrica aplicada ao mercado regulado, de 5 euros por MWh, o que se traduziu numa redução de cerca de 3% no total da fatura de eletricidade. No setor do gás natural foi, muito recentemente, instituído um mecanismo idêntico, que ainda não existia, que permite a revisão trimestral do preço. Por fim, no GPL engarrafado, no decurso do estado de emergência, a ERSE passou a publicar os termos do preço regulado e a identificar alteração relevante da cotação internacional que permitisse a determinação de novos preços regulados.

Estas medidas, em tempo de excecionalidade, centradas no *downstream* dos setores em rede prosseguem finalidades de mitigação da pandemia e das suas consequências económicas, por referência à ordem setorial normal, procurando facilitar o regresso à (nova) normalidade.

Lisboa, 8 de maio de 2020

²² Ainda nesta linha, em função da imprevisibilidade gerada pela crise epidemiológicas e suas consequências económicas, a ERSE projeta o prolongamento do período regulatório 2018-2020 até 31 de dezembro de 2021, adiando por um ano a revisão dos parâmetros, métodos e metodologias tarifárias do sector elétrico.

COLEÇÃO
ESTUDOS
DE ENERGIA

II – CONCESSÕES

- As Concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da Regulação Económica Institucionalizada
- Perspetivas Regulatórias sobre o Futuro da Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão





REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

II - CONCESSÕES

■ As Concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da Regulação Económica Institucionalizada¹

Introdução

A liberalização do setor elétrico, no quadro europeu da criação do mercado interno da energia², levou a que os segmentos da produção, a montante das redes elétricas, e da comercialização, a jusante daquelas, bem como os mercados que permitem a compra e venda da energia, pudessem ser abertos à concorrência, num quadro de supervisão setorial.

Apesar deste profundo movimento liberalizador, o regime de acesso às atividades que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) não foi integralmente liberalizado. A rede de transporte e as redes de distribuição de eletricidade, para além de outros operadores³, em virtude das suas características e dos elevados custos inerentes, avultam enquanto monopólios naturais cuja atividade permanece (necessariamente) excluída da concorrência.

Os operadores monopolistas das redes do setor elétrico português no continente, de capital privado, operam ao abrigo de contratos de concessão e estão, concomitantemente, sujeitos à regulação económica e à supervisão da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

No presente artigo debruçamo-nos sobre as concessões atribuídas pelo Estado e pelos municípios aos operadores das redes do setor elétrico que atuam no continente, bem como sobre o quadro da estrutura institucional regulatória a que estes operadores estão sujeitos, e sua necessária articulação.

¹ Artigo anteriormente publicado em RDA – *Revista de Direito Administrativo*, Lisboa, AAFDL, set-dez 2019, pp. 52-58.

² Sally HUNT, Graham SHUTTLEWORTH – *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996, Peter CAMERON – *Competition in Energy Markets, Law and Regulation in the European Union*, Oxford, 2002, pp. 3-34, Pedro COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, pp. 98-99, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-134, 159-180, 187-204, Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”», *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016.

³ V.g. os operadores das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os comercializadores de último recurso (CUR), o operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), o gestor de garantias do SEN, e a entidade gestora da zona piloto em espaço marítimo mantêm-se excluídos da concorrência e sujeitos à regulação económica.

A abertura (possível) do setor elétrico à concorrência

O setor elétrico, em Portugal como na generalidade dos outros países, esteve tradicionalmente fechado à concorrência e, *in casu*, entregue a um grande operador público verticalmente integrado, que atuava em exclusivo no território continental em todos os segmentos da cadeia de valor.

Assim, em Portugal continental, desde 1976, existia uma única empresa pública, monopolista, a Eletricidade de Portugal – Empresa Pública (EDP), que resultou da nacionalização e da fusão e transferências dos serviços existentes⁴, numa lógica de concentração de toda a cadeia de valor numa única empresa de controlo público.

O que significa que o Estado, para além de legislador e regulador, apresentava-se simultaneamente como acionista único de operadores monopolistas⁵. Esta realidade refletia a conceção de um Estado prestador de serviços públicos no âmbito de uma das grandes indústrias de rede (*network industry*) como é o setor elétrico.

Este modelo, assente em monopólios verticalmente integrados, foi ultrapassado nas últimas décadas, acompanhado por privatizações e pela introdução da regulação independente. O projeto político-legislativo europeu, como na generalidade do mundo desenvolvido, tem sido o de procurar sujeitar o setor elétrico à concorrência. O que implica, tanto quanto possível, terminar com situações monopolistas e abrir o mercado a “entrantes”, por forma a concretizar o mercado interno da União Europeia.

O setor elétrico teve, portanto, de atravessar um processo de desmantelamento do monopólio público que desse lugar a um mercado concorrencial, por via do necessário *market building*. Tal foi possível nos segmentos da produção, embora com *competition transaction charges*⁶, e da comercialização (sem

⁴ A Eletricidade de Portugal – Empresa Pública, EDP, entidade “económico-jurídica” a que se referia o Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, veio a ser criada através do Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho.

⁵ PEDRO GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, pp. 70-91; VÍTOR SANTOS – “A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios”, *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26; JORGE VASCONCELOS – *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006; SUZANA TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-82 e 141-147; JOÃO MIRANDA – “O regime jurídico de acesso às actividades de produção e de comercialização no sector energético nacional”, *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 120-123.

⁶ Nuno de OLIVEIRA GARCIA – “Preços, Tributos e Entidades Reguladoras Independentes: o Caso do Sector da Electricidade”, *Ciência e Técnica Fiscal*, n.º 418, Centro de Estudos Fiscais, 2006, pp. 121-155.

prejuízo da instituição dos comercializadores de último recurso que asseguram a *universalidade* do serviço⁷), mas não nas redes elétricas, que são imprescindíveis para assegurar a ligação física entre a procura e a oferta⁸.

A rede de transporte e as redes de distribuição de eletricidade com escala, em virtude da necessidade física de intermediação entre a produção e o consumo e dos elevados custos das infraestruturas e da sua não duplicabilidade, constituem monopólios naturais que, por essa razão, continuam excluídos da concorrência⁹.

O regime (monopolista) de operação das redes

A operação das redes elétricas em Portugal, como em inúmeras partes do globo, constitui não só atividade monopolista¹⁰ como é, atualmente, controlada por acionistas privados, que está, porém, sujeita à regulação pública.

As redes elétricas monopolistas, seguindo a *essential facilities doctrine*¹¹, têm de permitir o acesso a terceiros (*third-party access*), de forma não discriminatória, contra o pagamento de tarifas de acesso que, como um conjunto de outras matérias de grande relevo, tais como a qualidade do serviço, são hétero-fixadas por um regulador independente.

⁷ Sobre a Comercialização de último recurso *vd.* Filipe MATIAS SANTOS – «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, pp. 89-116.

⁸ Não obstante a importância que as redes mantêm hodiernamente na intermediação, não se olvida os fenómenos de descentralização da produção e da criação de *prosumers* (cf. FILIPE MATIAS SANTOS – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, CARLA AMADO GOMES e FRANCISCO PAES MARQUES (coords.), ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63).

⁹ Paralelamente, foram ainda criados outros operadores que exercem funções monopolistas que estão, também, sujeitos à regulação económica. Assim, no plano nacional, para além da instituição de comercializadores de último recurso (através da atribuição por lei de licenças exclusivas aos *incumbent suppliers*), foi criado por lei o operador logístico de mudança de comercializador, que assegura o *switching* entre comercializadores (função anteriormente adstrita aos operadores das redes), atribuída concessão em espaço marítimo dedicado ao desenvolvimento de energias marinhas na denominada zona piloto e, muito recentemente, instituído um gestor de garantias no Sistema Elétrico Nacional prestadas pelos comercializadores e agentes de mercado aos operadores das redes e ao gestor global do sistema. Além disso, no plano regional, foi criado um novo operador monopolista do mercado (físico) de eletricidade, o Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), primeiro por força de acordo internacional, e mais recentemente ao abrigo do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015 (*Nominated Electricity Market Operator*), que o permite em situações estritas.

¹⁰ Apenas muito excecionalmente são permitidas “linhas diretas” e *merchant lines* – *vd.* Jorge VASCONCELOS, *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006, p. 124.

¹¹ A doutrina da *essential facilities* teve origem no caso *United States v. Terminal R.R. Ass'n*, 224 U.S. 383, em 1912, no qual o Supremo Tribunal entendeu não ser admissível discriminações injustificadas no acesso a uma infraestrutura essencial, que no caso se traduzia no controlo de todas as ponte e estações de e para *St. Louis*, impedindo que outras empresas o fizessem. No plano comercial a doutrina da *essential facilities* teve aplicação no caso *American Tel. & Tel. v. North American Industries*, 772 F. Supp. 777 (S.D.N.Y. 1991).

Os operadores das redes não comercializam energia¹², antes veiculam a energia elétrica adquirida pelos comercializadores (junto dos produtores, dos comercializadores grossistas, dos mercados organizados) que é depois vendida aos clientes.

Por conseguinte, uma vez que os operadores das redes pertencem historicamente a empresas elétricas verticalmente integradas, que operam noutros segmentos, para acautelar o estabelecimento do *level playing field*, a montante e a jusante, exige-se a separação funcional, contabilística e jurídica dos operadores das redes¹³ face às entidades que operam outras atividades no sector. Esta transição implicou, portanto, a desintegração (*splitting up*) e, mais recentemente, o *unbundling* dos antigos monopólios, por forma a permitir a instituição de mercados concorrenciais na produção e no fornecimento.

No caso português, como adiante se desenvolve, no território do continente foram instituídos três conjuntos verticais de redes elétricas, a Rede Nacional de Transporte (RNT), a Rede Nacional de Distribuição (RND) e as redes de distribuição em baixa tensão (BT), que, sem prejuízo da sua unidade, por interoperabilidade, constituem a denominada *Rede Elétrica de Serviço Público* (RESP)¹⁴.

As redes elétricas, por estarem excluídas da concorrência, ficam sujeitas à regulação económica, incluindo no que respeita à operação, à qualidade do serviço e aos proveitos que lhe são permitidos (*allowed revenues*), ou seja, à sua remuneração, que é decidida pela ERSE, que operacionaliza o sistema tarifário¹⁵.

O regime de exercício das atividades: as concessões no setor elétrico

No caso português, contrariamente ao que sucede noutros países, as redes monopolistas que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) são objeto de concessões de serviço público.

¹² A exceção é a aquisição para fazer face às necessidades de *balancing*.

¹³ No caso do operador da rede de transporte, exige-se, inclusivamente, uma separação patrimonial. A separação jurídica do operador da rede de distribuição face ao comercializador goza de uma isenção quando o número de clientes fornecido seja inferior a 100 000.

¹⁴ As “bases da concessão” da Rede Nacional de Transporte (RNT), da Rede Nacional de Distribuição (RND) e das Rede de Distribuição em Baixa Tensão (BT) encontram-se publicadas em anexo ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

¹⁵ Vd. Vítor MARQUES – *Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede*, GEPE Ministério da Economia, Lisboa, 2003, pp. 107-114, Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 151-189, Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 162-164.

O que nos remete, desde logo, para um regime de contratos públicos¹⁶ desenvolvido de forma a facultar “*de modo regular e contínuo, a quanto deles careçam, os meios idóneos para a satisfação da necessidade coletiva*”¹⁷, em condições de igualdade e de adaptação às necessidades, no quadro de um serviço universal.

Através da técnica concessória, o Estado (e os municípios no caso da distribuição em Baixa Tensão (BT) garantem o financiamento por parte de privados, os concessionários, dos equipamentos e serviços necessários à prossecução das atividades, assegurando em contrapartida a exclusividade temporária na exploração de um serviço que, por natureza, está excluído da concorrência, num quadro de remuneração que assenta no sistema tarifário fixado por uma entidade reguladora independente.

Estamos, do ponto de vista da sua finalidade ou causa-função, perante um caso paradigmático de contrato de colaboração, dado associarem o co-contratante ao desempenho regular (temporário) de atribuições administrativas¹⁸, cuja motivação assenta essencialmente em razões de ordem económica, de obtenção de financiamento ou redução de custos para a Administração, inerentes a uma certa *patrimonialização*¹⁹.

O regime da concessão tem implicações porque, desde logo, determina que a transferência do exercício da atividade além de parcial²⁰, na medida em que o concedente conserva sempre poderes, entre os quais o uso do *ius variandi*, é ainda temporária, uma vez que o regime de propriedade do concessionário é resolúvel.

Em concreto, como já se adiantara, no território do continente foram instituídos três conjuntos verticais de redes elétricas que, em conjunto, por interoperabilidade, constituem em unidade a RESP.

A atividade de transporte e gestão global do sistema, em Portugal continental, designada por Rede Nacional de Transporte (RNT), encontra-se concessionada pelo Estado à REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. até 2057²¹.

¹⁶ Sobre o contrato administrativo, embora ainda antes da aprovação do Decreto-Lei n.º 111-B/2017, que procede à transposição das Diretivas mais recentes, *vd.* Mário AROSO DE ALMEIDA – “Apontamento sobre o Contrato Administrativo no Código dos Contratos Públicos”, *Revista de Contratos Públicos*, n.º 2, CEDIPRE, 2011, pp. 5-34.

¹⁷ MARCELLO CAETANO – *Manual de Direito Administrativo*, II, 10.ª edição, Almedina, p. 1067. *Vd.* também Fernanda MAÇÃS – “A concessão de serviço público e o Código dos Contratos Públicos”, *Estudos de Contratação Pública*, Vol. I, Almedina, 2008, p. 409 e João Maria Tello de MAGALHÃES COLAÇO – *Concessões de serviços públicos, sua natureza jurídica*, Coimbra, 1928, p. 55-73.

¹⁸ Maria João ESTORNINHO – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Almedina, 2014, p. 334; Diogo FREITAS DO AMARAL – *Curso de Direito Administrativo*, Vol. II, 4.ª Edição, Almedina, 2018, p. 465.

¹⁹ Pedro GONÇALVES – *A Concessão de Serviços Públicos*, Almedina, 1999, p. 254; Diogo DUARTE CAMPOS – *A Escolha do parceiro Privado nas Parcerias Público-Privadas* (A adjudicação in-house em particular), Coimbra Editora, 2010, p. 58-63.

²⁰ O concedente mantém sempre poderes, mais que não sejam de fiscalização, sequestro e resgate da concessão.

²¹ Cf. n.º 2 do artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e ainda do n.º 4 do artigo 34.º e da Base IV dos Anexo III do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Por conseguinte, a jusante da Rede Nacional de Transporte (RNT), a atividade de distribuição de eletricidade encontra-se dividida verticalmente entre, por um lado, a chamada Rede Nacional de Distribuição (RND) e, por outro, as redes de Distribuição em Baixa Tensão (BT).

A Rede Nacional de Distribuição (RND) integra as redes de média e alta tensão, operada pela EDP Distribuição – Energia, S.A. (EDP Distribuição), através de contrato de concessão outorgado pelo Estado, que termina em 2044²².

Por fim, a Distribuição em Baixa Tensão (BT)²³, tendo os municípios do continente como concedentes, é operada pela EDP Distribuição e por uma dezena de entidades em pequenas unidades territoriais de dimensão inframunicipal, com um prazo legal de 20 anos²⁴.

Os contratos de concessão, além de estabelecerem o objeto, o prazo e a área de atuação exclusiva, fixam o regime da propriedade, de manutenção e alienação de bens, de fiscalização e supervisão, de composição de litígios e outros aspetos relativos à relação contratual. Nos contratos, prevê-se a possibilidade de cessação contratual por sequestro, extinção, resolução por incumprimento e resgate. Nos termos dos próprios contratos, para além das referências feitas à ERSE, é operada uma remissão para o regulamento tarifário daquela Entidade Reguladora no que respeita à remuneração da concessionária. Com efeito, em todos estes contratos de concessão, matérias relevantes como as tarifas cobradas pelo concessionário (contrapartida da atividade), o relacionamento comercial, a separação funcional e jurídica, ou a qualidade do serviço não estão consagradas ou são remetidas para outras sedes.

Esta realidade contrasta com a de outros contratos administrativos, seja de obras públicas ou de outras concessões, que são habitualmente muito mais desenvolvidos e pormenorizados não só no que respeita à remuneração do concessionário, como a um conjunto de outras especificações.

No fundo, no setor elétrico, fruto da existência da regulação económica institucionalizada, o contrato reduz-se aos elementos estruturais próprios da técnica concessória.

²² Cf. n.º 2 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e ainda do n.º 4 do artigo 38.º e da Base III do Anexo IV do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

²³ As redes de distribuição em Baixa Tensão (BT), incluem a rede de iluminação pública, e recebem a energia da Rede Nacional de Distribuição (RND) e, mais recentemente, de pequenos produtores, entregando-a aos clientes finais (consumidores domésticos ou pequenas empresas).

²⁴ Artigo 42.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Perspetiva de Concursos na Distribuição em Baixa Tensão (BT)

A proximidade do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em Baixa Tensão (BT) – a maioria termina entre 2021 e 2022, os últimos terminam em 2026 – coloca, justamente, na ordem do dia saber como será assegurado o exercício desta atividade no futuro.

Nos termos da lei setorial, existem dois modelos de exploração expressamente previstos: a *exploração direta*²⁵ pelos municípios e a *concessão de serviço público*, sendo que apenas o último confere aos municípios direito a auferir a *renda municipal*²⁶. Outros modelos, que assentem em construções jurídicas edificadas por recurso à figura da contratação *in-house*, que resultem na *gestão delegada*²⁷ da atividade não sendo de excluir se admissível ao abrigo do quadro da contratação pública, não mereceram consagração expressa na legislação sectorial.

Desde 2017 foram publicadas diplomas que, sem prejudicar o direito dos municípios a optar pela exploração direta da atividade, aprovaram regras e princípios relativos à organização de procedimentos concursais para atribuição de novas concessões municipais²⁸.

As regras aprovadas, de forma pouco densificada, procuram favorecer o agrupamento de municípios com vista ao lançamento sincronizado dos procedimentos concursais, de forma a evitar a atomização e a garantir a exploração eficiente da atividade, num quadro de uniformidade tarifária e qualidade do serviço harmonizada.

A ERSE, nos termos desses mesmos diplomas, após um processo de consulta pública, apresentou em janeiro de 2019 uma delimitação territorial das áreas dos concursos a lançar²⁹, bem como um estudo sobre as peças concursais tipo (programa e caderno de encargos)³⁰. Este estudo toma posição sobre um amplo conjunto de matérias, *inter alia*, a transição entre concessionários, a forma de pagamento de indemnização ao anterior concessionário (correspondente ao valor contabilístico líquido dos bens

²⁵ Sobre este modelo *vd.* J. PINTO DE ALMEIDA – “A gestão direta pelos municípios: vantagens e desvantagens”, João Pacheco de Amorim, Carlos José BATALHÃO (coord.), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 63-70.

²⁶ Filipe MATIAS SANTOS – “Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão”, João Pacheco de Amorim, Carlos José BATALHÃO (coord.), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 17-32.

²⁷ Ricardo MAIA MAGALHÃES – “A gestão indireta da energia em baixa tensão: das concessões à preferência pela gestão empresarial local”, João Pacheco de Amorim, Carlos José BATALHÃO (coord.) *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 71-86.

²⁸ Lei n.º 31/2017, de 31 de maio e Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro.

²⁹ As agregações de municípios, partindo das entidades intermunicipais que foram constituídas *bottom up* e são referência legal, devem satisfazer critérios de escala, por forma a garantir que os custos atuais não são ultrapassados, bem como de coesão territorial.

³⁰ Disponível no site da ERSE em www.erse.pt.

afetos à concessão)³¹, a proteção dos trabalhadores³² e a utilização dos postes da distribuição em Baixa Tensão (BT) pelos operadores de telecomunicações³³. A ERSE propôs, ainda, que a iluminação pública pudesse ser destacada da distribuição em Baixa Tensão (BT) por opção dos municípios (*opting out*), o que veio entretanto a ser acolhido legalmente³⁴. Esta solução, voluntária, permite o alinhamento gestão local da infraestrutura em função dos interesses específicos do município responsável pelo pagamento da energia elétrica consumida pela iluminação pública³⁵, que pode potenciar a infraestrutura no quadro das virtualidades atribuídas às *smart cities*³⁶.

Nos termos da lei vigente, compete aos municípios, que não tenham optado pela exploração direta, definirem concretamente as peças concursais e as áreas territoriais que integram, aderindo àquilo que é a proposta da ERSE ou divergindo de forma especialmente fundamentada.

Todavia, primeiramente o Governo tem de aprovar o programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo, que balizarão os seus termos fundamentais. O que, à data, ainda não se verificou. A introdução desta disciplina à escala superior, estadual, justifica-se em função dos interesses supramunicipais³⁷, entre os quais avultam a eficiência da solução global, a uniformidade tarifária e qualidade de serviço harmonizada em todo o território.

³¹ Base XXXVIII das concessões de distribuição em Baixa Tensão (BT), aprovadas no anexo V ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

³² Alínea h) do artigo 2.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio

³³ O Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho, que altera o Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio e transpõe a Diretiva n.º 2014/61/UE, prevê que a Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM) promova uma metodologia remuneratória, mediante parecer vinculativo a emitir pela ERSE.

³⁴ Cf. n.º 4 da Base VIII do Anexo VI do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

³⁵ O que pode ser feito diretamente ou por recurso a contratos de eficiência energética na iluminação pública que poderiam assumir maior latitude. Sobre as *Energy Service Companies* (ESCOs) *vd.* Paulo Pinto PEREIRA – *Os Contratos De Gestão De Eficiência Energética: Natureza Jurídica e Regime Substantivo*, Mestrado em Direito Administrativo, vertente energia, Lisboa, abril de 2012; Suzana TAVARES DA SILVA (coord.) – *Direito da Eficiência Energética*, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2017.

³⁶ Filipe MATIAS SANTOS – “Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão”, João Pacheco de Amorim, Carlos José BATALHÃO (coord.) *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 17-32.

³⁷ J. J. Gomes CANOTILHO – *Direito constitucional e teoria da Constituição*, Coimbra, Almedina, 2003, p. 369, Rui MEDEIROS – “Raízes e Contexto da Decisão Binária entre Sistemas Multimunicipais e Sistemas Municipais no Sector da Água e Perspetivas de Futuro”, *Série de Cursos Técnicos 3 - Direito da Água*, ICJP, 2013, pp. 67-87.

Assim, a legislação vigente, sem deixar de garantir que a titularidade formal da atividade pertence aos municípios do continente, que recebem uma renda em contrapartida da concessão, tem vindo a comprimir o princípio da autonomia local, de forma constitucionalmente legitimada³⁸, em termos que permitem garantir o exercício harmonizado da atividade através de instrumentos normativos estaduais, impedindo a sua atomização e outras ineficiências³⁹.

Conjugação de contratos de concessão com a regulação institucionalizada

O modelo de concessão, que resulta de uma opção legislativa nacional que nem sequer é a mais comum no quadro europeu, obriga à conjugação da técnica concessória com a regulação institucionalizada, atribuída a uma entidade administrativa independente⁴⁰ (*independent agency*), própria do setor elétrico, no quadro das exigências europeias.

Com efeito, nos modelos ditos puros, a regulação fica a cargo do *contrato* ou é feita por *agência*. No primeiro, por recurso à técnica concessória, o contrato define os direitos e deveres das partes contratantes no quadro do Código dos Contratos Públicos. No segundo, o Estado institui uma estrutura administrativa (ou atribui a uma estrutura existente) as tarefas de regulação administrativa⁴¹. Este segundo modelo não constitui um modo de regulação contratual, sendo antes operada sobretudo através de regulamentos e atos administrativos. De resto, a visão contratual da regulação por *agência*, própria de um certo contexto anglo-saxónico (*regulatory compact, regulatory contract* ou *implied regulatory contract*), não colhe no sistema jurídico português, nem em geral nos países de matriz continental, em que a situação jurídica

³⁸ Sobre o tema pronunciando-se essencialmente em sentido negativo *vd.* VIEIRA DE ANDRADE – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão, *Coletânea de Jurisprudência*, t. I, p. 22; Marcelo REBELO DE SOUSA – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão, *Coletânea de Jurisprudência*, t. v, p. 27 e ss. *Vd.* também sobre o tema Pedro GONÇALVES, Rodrigo ESTEVES DE OLIVEIRA – *As Concessões Municipais de Distribuição de Eletricidade*, Coimbra, Coimbra Editora, 2001, p. 23-24, Suzana TAVARES DA SILVA – “O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: breve apontamento crítico”, *Questões Atuais de Direito Local*, n.º 19, AEDREL, Julho/Setembro 2017, p. 34.

Em geral sobre o conceito constitucional de autonomia local *vd.* António CÂNDIDO DE OLIVEIRA – *Direito das Autarquias Locais*, Coimbra, Coimbra Editora, 2013, pp. 92-93; Artur MAURÍCIO – “A Garantia Constitucional da Autonomia Local à Luz da Jurisprudência do Tribunal Constitucional”, *Estudos em Homenagem ao Conselheiro José Manuel Cardoso da Costa*, Coimbra Editora, Coimbra, 2003, pp. 656-657; M. LÚCIA AMARAL – *A Forma da República*, Coimbra Editora, 2012, p. 385.

³⁹ Sendo que há quem defenda a integração das redes de Baixa Tensão (BT) na Rede Nacional de Distribuição (RND) *cf.* Suzana TAVARES DA SILVA – “O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: breve apontamento crítico”, *Questões Atuais de Direito Local*, n.º 19, AEDREL, Julho/Setembro 2017, p. 34, também publicado em João Pacheco de Amorim, Carlos José Batalhão (coord), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 107-118.

⁴⁰ Pedro GONÇALVES – “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, 97-128, Pedro GONÇALVES – “Regulação Administrativa e Contrato”, *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, pp. 987-1023.

⁴¹ Pedro COSTA GONÇALVES – “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, 97-128

da empresa regulada assume um carácter legal e estatutário, sem prejuízo da complementaridade que a contratualização pode assumir como técnica ou estratégia regulatória⁴².

No caso português, apesar da atuação ao obrigo de concessões vir de trás⁴³, as privatizações integrais das empresas do setor elétrico não terão sido alheias à opção por um modelo combinado. Assim, para além das atividades ficarem sujeitas à regulação pública independente, o Estado mantém-se concedente. A técnica concessória constitui nestes casos, em boa medida, um “expediente” de que os poderes públicos se servem no sentido do “reforço da responsabilidade de garantia”⁴⁴ e mesmo de preservação da titularidade pública⁴⁵, mantendo a atividade redobradamente sobre poder público.

Em todo o caso, por respeito ao modelo europeu que se encontra consagrado no Direito da União Europeia, os contratos não podem invadir as matérias que constituem o objeto de regulação. O que inclui não só as questões tarifárias, mas também *inter alia* de acesso por terceiros e interoperação das redes, de relacionamento comercial, de separação funcional e jurídica, ou de qualidade do serviço.

O que também justifica que o debate em torno das matérias relativas às redes inteligentes, no quadro da transição energética, designadamente em torno dos incentivos ao investimento com a inovação e automação das redes de baixa tensão⁴⁶, possam ficar excluídos dos contratos de concessão.

Não obstante a combinação da regulação por *independent agency* com a regulação por *contrato* concessório visar uma proteção reforçada do controlo público de atividades de interesse público, a mesma introduz complexidade⁴⁷ e coloca desafios adicionais que devem, em todo o caso, ser resolvidos numa lógica de complementaridade que respeite a independência da entidade reguladora, a hierarquia das diferentes fontes de direito, tendo por referencial o quadro legislativo setorial (energético) e de concorrência⁴⁸, tendo presente o primado do direito da União Europeia.

⁴² Neste sentido *vd.* Pedro COSTA GONÇALVES – “Regulação Administrativa e Contrato”, Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, 987-1023. Mas indicando-o, no âmbito da tipologia de contratos segundo o critério do objeto, como um caso de delegação de funções ou serviços públicos *vd.* Maria João ESTORNINHO – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Coimbra, Almedina, 2014, p. 337. Sobre as relações do contrato com outras formas de atuação administrativa, que na doutrina geral pode ser de alternatividade ou de complementaridade, *vd.* Maria João ESTORNINHO – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Coimbra, Almedina, 2014, p. 338.

⁴³ No anterior sistema elétrico, a denominada *licença* atribuída EDP Distribuição caducava ao fim de 35 anos, operando-se a transmissão para a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) (artigos 9.º, al. c) e 24 e 26.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, e artigos 14, 27.º e 28.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de julho)

⁴⁴ Pedro COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, p. 168.

⁴⁵ Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra, Coimbra Editora, 2011, pp. 199-202.

⁴⁶ Filipe MATIAS SANTOS – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, Carla AMADO GOMES e Francisco PAES MARQUES (coord.), Lisboa, ICJP/CIDP, 2018, p. 51-63.

⁴⁷ Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 199-202.

⁴⁸ As empresas concessionárias com direitos exclusivos atribuídos pelo Estado nas áreas geográficas cobertas pelas concessões, são empresas com direitos especiais ou exclusivos no sentido do artigo 106.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), ficando os Estado sujeitos às obrigações previstas nos artigos 106.º(1) e 102.º do TFUE e do artigo 4.º do Tratado da União Europeia, que impendem que os direitos atribuídos conduzam a que uma empresa, no exercício desses direitos, proceda a uma exploração da sua posição dominante de modo abusivo. Relevam, ainda, em matéria de concorrência, as proibições relativas aos auxílios de Estado (artigos 107.º e 108.º do TFUE).

■ Perspetivas Regulatórias Sobre o Futuro da Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão¹

Introdução

A proximidade do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) coloca na ordem do dia a questão de saber como será assegurado o exercício desta atividade no futuro.

É consabido que o legislador, sem prejudicar o direito dos municípios a optar pela exploração direta da atividade, fez publicar regras e princípios relativos à organização de procedimentos concursais para atribuição de novas concessões municipais, tendo nesse âmbito incumbido a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a preparação de um conjunto de estudos e propostas².

A benefício de uma melhor exposição do assunto, iremos dividir esta apresentação em três pontos: um primeiro de breve enquadramento sobre a regulação do sector elétrico; um segundo ponto centrado no tema da distribuição em BT; e, por fim, faremos uma exposição das regras aplicáveis aos concursos legalmente previstos e das propostas da ERSE que foram colocadas em consulta pública.

¹ Artigo anteriormente publicado em João PACHECO DE AMORIM, Carlos José BATALHÃO, (coord.) – *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 17-32.

² Referimo-nos à Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, bem como à Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro.

1. Enquadramento: regulação do sector elétrico

O ponto de partida do sector elétrico português, para não recuarmos mais, situa-se na criação, em 1976, de uma empresa pública única, monopolista, a Eletricidade de Portugal – Empresa Pública (EDP), resultante de nacionalizações e da fusão e transferências dos serviços existentes³. O que corresponde ao projeto típico de um Estado prestador de serviços que, no âmbito das grandes indústrias de rede (*network industry*), por forma a ganhar escala, concentra toda a cadeia de valor numa única empresa. Nesses modelos, o Estado apresentava-se como acionista, produtor ou aprovisionador, operador e regulador⁴. Portanto, à data, a EDP produzia, transportava, distribuía e comercializava energia elétrica em Portugal, em regime de monopólio.

Este modelo, assente em monopólios verticalmente integrados, foi ultrapassado nas últimas décadas, acompanhado da introdução da regulação independente, em boa parte motivado pelos ventos europeus. No fundo, o projeto político-legislativo na Europa, como na generalidade do mundo desenvolvido, tem sido o de procurar sujeitar o sector elétrico à concorrência. O que implica, tanto quanto possível, terminar com situações monopolistas e abrir o mercado a “entrantes”, quer nacionais, quer proveniente de outros Estados-Membros, por forma a concretizar o mercado interno (europeu) e criar competitividade e, nessa medida, melhores condições para os consumidores.

Sucede que, por razões físicas, o sector elétrico está dependente de redes que permitam a intermediação entre a produção e o consumo, o que, além do mais, tem de ser garantido de forma instantânea (*balancing*)⁵, justificando historicamente a centralidade das redes neste sector⁶. A rede de transporte e as redes de distribuição de eletricidade, em virtude dos elevados custos das infraestruturas, constituem monopólios naturais que, por essa razão, estão excluídos da concorrência. Apenas os segmentos da

³ O Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, que, para além de ter nacionalizado várias empresas, definiu que da reestruturação dessas empresas iria resultar a criação de uma “entidade jurídico-económica”, à qual seria atribuído “em regime de exclusivo e por tempo indeterminado o exercício de serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional”, tendo determinado a transferência para a “entidade económico-jurídica que resultar da reestruturação das empresas nacionalizadas” das “instalações e serviços de produção e distribuição de energia eléctrica actualmente explorados por autarquias locais, directamente ou por intermédio de serviços municipalizados ou por federações de municípios”.

A Eletricidade de Portugal – Empresa Pública, EDP, entidade “económico-jurídica” a que se referia o Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, veio a ser criada através do Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho.

⁴ PEDRO GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008, pp. 70-91; VÍTOR SANTOS – “A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios”, *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26; JORGE VASCONCELOS – *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006; Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra, Coimbra Editora, 2011, pp. 73-82 e 141-147; JOÃO MIRANDA – “O regime jurídico de acesso às actividades de produção e de comercialização no sector energético nacional”, *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 120-123.

⁵ O que é adensado pela sazonalidade (diária, semanal e anual) do consumo, bem como pela impossibilidade de armazenamento da eletricidade produzida em grandes quantidades (a preços comportáveis).

⁶ Não obstante a importância que as redes mantêm hodiernamente na intermediação, não se olvida os fenómenos de descentralização da produção e da criação de *prosumers* (cf. FILIPE MATIAS SANTOS – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, Carla AMADO GOMES, Francisco PAES MARQUES (coords.), Lisboa, ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63).

produção, a montante das redes, e da comercialização, a jusante, bem como os mercados que permitem a compra e venda da energia⁷ puderam ser liberalizados e abertos à concorrência. Por conseguinte, seguindo a doutrina das *essential facilities*, para fomentar a concorrência e estabelecer o *level playing field* foi necessário acautelar que os operadores das redes (monopolistas) permitiam o acesso a terceiros, não discriminavam os “entrantes”, que os seus custos estavam separados dos respeitantes às atividades concorrenciais (garantindo a inexistência de subsidiasções cruzadas) e que os mesmos atuavam sob regulação pública. O que levou, ainda, à exigência de uma separação funcional, contabilística e jurídica dos operadores das redes⁸ face às entidades que operam outras atividades no sector.

Em síntese, o mercado foi liberalizado, o que conduziu à desintegração (*splitting up*) e, mais recentemente, ao *unbundling* dos antigos monopólios, bem como à instituição de mercados concorrenciais na produção e no fornecimento, no qual os agentes gozam do direito de livre acesso (*open-access*) transparente e não discriminatório às redes de transporte e de distribuição (*non-discriminatory third-party access to networks*) que permaneceram como monopólios regulados⁹.

Ainda assim, não obstante as redes elétricas manterem um regime de monopólio regulado, no caso português¹⁰, o exercício da atividade de transporte e de distribuição acaba por ter um momento concorrencial quanto à sua titularidade, que se traduz no procedimento pré-contratual de seleção do(s) concessionário(s). É esse momento, justamente, que se aproxima, com o lançamento dos concursos pelos municípios que concessionem a atividade de distribuição em BT¹¹ e sobre o qual abaixo nos debruçaremos.

Assim, retomando o enquadramento sobre o modelo do sector elétrico que hoje vigora, o transportador e os distribuidores não comercializam energia, sendo apenas como que a autoestrada e a estrada, respetivamente, que veiculam a energia elétrica. Quem compra e vende energia são os comercializadores (junto dos produtores, dos comercializadores grossistas, dos mercados organizados), que depois a vendem e faturam aos seus clientes.

⁷ Apesar disso, em situações estritas, permitem-se mercados (físicos) de eletricidade monopolistas, como sucede com o OMIE – Operador do Mercado Ibérico da Energia, nomeado operador para o mercado elétrico (NEMO), ao abrigo do previsto no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015.

⁸ No caso do operador da rede de transporte, exige-se, inclusivamente, uma separação patrimonial. A separação jurídica do operador da rede de distribuição face ao comercializador goza de uma isenção quando o número de clientes fornecido seja inferior a 100 000.

⁹ Excepcionalmente permitem-se “linhas diretas”. Noutras jurisdições existe liberdade de construção de linhas inseridas em redes (*merchant lines*) – *vd.* JORGE VASCONCELOS, *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006, p. 124.

¹⁰ Esta análise restringe-se ao território do continente, uma vez que as regiões autónomas apresentam especificidades.

¹¹ Também a Rede Nacional de Transporte e a Rede Nacional de Distribuição são concessões, cujo termo do prazo, contudo, está longe de estar próximo, nos termos do n.º 2 dos artigos 21.º e 31.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e ainda do n.º 4 dos artigos 34.º e 38.º e das Bases IV e III dos Anexos III e IV, respetivamente, todas do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

O transportador e os distribuidores, por sua vez, cobram aos comercializadores e produtores tarifas pelo acesso às suas infraestruturas. Ou seja, recorrendo novamente à metáfora das estradas¹², os operadores das redes cobram como que uma portagem aos seus utilizadores, a que chamamos de tarifas de acesso às redes. No sector elétrico, o valor da tarifa de acesso cobrada pelos operadores das infraestruturas é igual para todos os agentes, não sendo permitidas discriminações, independentemente de o agente utilizador pertencer, ou não, ao grupo económico que detém o operador da rede. Sendo de salientar que tais tarifas de acesso são fixadas pelo regulador, a ERSE, evitando abusos de posição e preços excessivos. Destarte, é consensual que não podiam ser as próprias empresas monopolistas (que, no caso português, como noutros, foram, entretanto, privatizadas) a fixar livremente a sua própria remuneração, devendo o ambiente tarifário ser antes de heterorregulação. Por outro lado, as decisões de regulação energética, designadamente as tarifárias, devem estar desgovernamentalizadas¹³. A separação face ao poder político visa impedir que as decisões possam ser tomadas, desde logo, em função de calendários ou interesses políticos. Assim, a regulação energética cabe a uma entidade pública, desgovernamentalizada, com um estatuto próprio de independência, que se ocupa da regulação económica sectorial, incluindo das decisões tarifárias. No domínio energético, como no sector financeiro, a missão de controlo de

mercado é assim entregue a uma entidade reguladora independente, de base tecnocrática, que garanta níveis de coerência temporal, com isenção política, por forma a garantir a atração de avultados e imprescindíveis investimentos de longo prazo, a preços tão eficientes quanto possível¹⁴.

A ERSE, segundo regras e metodologias previamente aprovadas, procede ao reconhecimento dos proveitos permitidos (*allowed revenues*) dos operadores e fixa as tarifas que permitam a sua recuperação, tendo em conta objetivos como a eficiência dos preços, a necessidade de assegurar o investimento nas infraestruturas e a atualização tecnológica, bem como a qualidade do serviço e o cumprimento das obrigações de serviço público. A regulação da qualidade do serviço, em termos simplificados, funciona por incentivos e penalidades. Assim, caso os padrões definidos pelo regulador sejam superados, o operador recebe um “prémio”; nos casos de incumprimento, é obrigado a pagar compensações.

¹² Apesar de a metáfora ser sugestiva, a regulação energética apresenta diferenças enormes face ao regime da generalidade das infraestruturas, incluindo as viárias.

¹³ Artigos 35.º a 37.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

¹⁴ VITAL MOREIRA, FERNANDA MAÇÃS – *Autoridades Reguladoras Independentes – Estudo e Projeto de Lei-Quadro*, Coimbra Editora, 2003, pp. 22-30; CHRISTOPHER JONES – *EU Energy Law – The Internal Energy Market – The Third Liberalisation Package*, Vol. I, Claeys & Casteels, 2010, pp. 222-223 e 227; MARTA DE SOUSA NUNES VICENTE – *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*, Coimbra Editora, 2012, pp. 29-34; JOÃO CONFRARIA – *Regulação e Concorrência – Desafios do século XXI*, 2.ª ed., Universidade Católica Editora, 2011, pp. 129-146; MARISA APOLINÁRIO – *O Estado Regulador: o novo papel do Estado Análise da perspectiva da evolução recente do Direito Administrativo*, Dissertação de Doutoramento na Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, 2013, pp. 261-301.

Posto isto, cumpre acrescentar que as tarifas de acesso, fixadas pela ERSE, compreendem a rede nacional de transporte, a rede nacional de distribuição e a rede de distribuição em BT, numa lógica de separação de atividades. Para termos uma noção da proporção da realidade em causa, cerca de 21% dos valores das tarifas de acesso fixadas respeitam, de facto, à distribuição de eletricidade. Mas, apenas cerca de 10% cabem à distribuição em BT. Por sua vez, as tarifas de acesso correspondem apenas a uma das três grandes componentes da fatura energética paga pelos consumidores¹⁵. Com efeito, para além do custo da (i) própria energia e da comercialização, que é por regra livre e depende do contrato celebrado entre o cliente e o comercializador, a fatura reflete ainda, independentemente do comercializador, (ii) as tarifas de acesso, a que nos vimos referindo e que respeitam ao uso das infraestruturas e à gestão global do sistema, bem como (iii) os custos de interesse económico geral (formalmente inseridos nas tarifas de acesso), que incluem custos determinados por opção legislativa como a revisibilidade dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), o sobrecusto dos contratos de aquisição de energia (CAE) ainda vigentes e o sobrecusto com a produção renovável que beneficia de *feed in tariffs*. Por fim, no plano extra-tarifário, são ainda cobrados contribuições, taxas e impostos (v.g. o IVA, o imposto especial sobre a eletricidade, a contribuição para o audiovisual).

O que significa que a maioria dos valores cobrados pelos comercializadores, entregues aos distribuidores em BT, não constituem, obviamente, proveitos destes operadores. Estamos perante um fenómeno de *pass-through*. A maioria dos valores auferidos pelos operadores das redes de distribuição em BT deve ser entregue ao operador da rede nacional de distribuição, a montante na cadeia de valor, para satisfazer os proveitos dessa atividade, e assim sucessivamente.

Por fim, cumpre acrescentar que a regulação energética está longe de se cingir às decisões tarifárias, sendo de salientar que – contrariamente ao que sucede com a gestão de outras infraestruturas – a regulação dos operadores energéticos assenta num modelo de “regulação por agência” e não num modelo de “regulação por contrato”. O que significa que os Estados instituem reguladores independentes incumbidos das tarefas de regulação do sector elétrico, ao invés do que sucede noutros sectores, em que a regulação se concretiza através do cumprimento de contratos celebrados que estipulam as obrigações que incumbem aos agentes de mercado¹⁶.

¹⁵ A ERSE fixa ainda as tarifas finais cobradas pelo comercializador de último recurso (e pelos operadores que atuam nas regiões autónomas). No continente, tais tarifas aplicam-se apenas aos consumidores que não optaram por um comercializador de mercado – *vd.* FILIPE MATIAS SANTOS – “O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural”, *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril/junho de 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 90-115.

¹⁶ PEDRO GONÇALVES – “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, pp. 97-128, e “Regulação Administrativa e Contrato”, *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, pp. 987-1023.

2. A distribuição em BT

A atividade de distribuição de eletricidade encontra-se dividida verticalmente entre, por um lado, a chamada Rede Nacional de Distribuição e, por outro, as redes de Distribuição em BT.

A primeira opera as redes de média e alta tensão, recebendo a energia entregue pelo operador da rede nacional de transporte, operada pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., bem como aquela que é injetada por produtores¹⁷, e entrega-a a clientes finais industriais ou às redes de Distribuição em BT. A Rede Nacional de Distribuição é operada pela EDP Distribuição – Energia, S.A. (EDP Distribuição), através de contrato de concessão outorgado pelo Estado, que termina em 2044.

As distribuidoras em BT recebem a energia da Rede Nacional de Distribuição e também de pequenos produtores e entregam-na aos clientes finais (consumidores domésticos ou pequenas empresas), tendo os municípios como concedentes. Alguns destes contratos de concessão já terminaram, tendo sido prorrogados pelo período necessário, outros irão terminar nos próximos anos, a maioria entre 2021 e 2022, os últimos em 2026.

Estas redes são compostas por linhas aéreas, cabos subterrâneos e ramais em BT, a rede de iluminação pública, as instalações de telecomunicações, telemedida e telecomando afetas à distribuição em BT. Fazem também parte da concessão os elementos de comando e proteção (ex.: fusíveis e disjuntores), os equipamentos de medição (contadores), bem como os imóveis pertencentes à concessionária em que se implantem os referidos bens, assim como as servidões constituídas e outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das atividades objeto da concessão.

Por fim, a concessão integra as relações jurídicas diretamente relacionadas com esta, 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. Com o fim do prazo das concessões, por estarmos perante uma propriedade resolúvel, o património das operadoras de redes em BT reverte para os municípios que, por conseguinte, ficam obrigados a pagar ao concessionário cessante uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afetos à concessão por elas adquiridos com referência ao último balanço aprovado (líquido de amortizações e de participações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluindo-se nestes o valor dos bens cedidos pelo concedente), que tenham sido considerados na fixação das tarifas de eletricidade¹⁸. O mesmo se

¹⁷ Apenas os maiores produtores injetam energia na rede nacional de transporte. Assim, por exemplo, muitos dos parques eólicos injetam a energia produzida diretamente na rede nacional de distribuição.

¹⁸ Base XXXVIII das concessões de distribuição em BT, aprovadas no Anexo V ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

diga dos trabalhadores que operam as redes de distribuição em BT, que a EDP Distribuição estima em 1 759, e dos prestadores de serviços.

Naturalmente, há que garantir a boa interoperação entre estas duas redes, por forma a assegurar a continuidade e a regularidade do serviço. Tanto mais que a qualidade do serviço em BT depende, em grande medida, da qualidade da Rede Nacional de Distribuição, que se encontra a montante.

Para quem entende que a distribuição em BT não integra o núcleo essencial da autonomia local¹⁹, nada impede que a Rede Nacional de Distribuição venha a integrar as redes de distribuição em BT, existindo quem o advogue como a melhor solução²⁰. Efetivamente, a configuração de relações entre o Estado e as autarquias locais assente num modelo horizontal rígido não só não é constitucionalmente necessária, como não será a mais adequada. Além disso, não só o legislador goza de uma ampla margem de conformação no que respeita ao conteúdo da autonomia local no exercício de diferentes atividades, como o princípio da subsidiariedade é dinâmico e biunívoco²¹, o que pode legitimar a disciplina de atividades à escala superior, estadual, atendendo a interesses supramunicipais.

Não obstante, as efetivas compressões a que o exercício da distribuição em BT, pelos municípios, tem sido sujeita (de que a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, que regula os concursos a lançar, ou a definição da minuta do contrato de concessão ser aprovada por membro do Governo são duas manifestações evidentes), a verdade é que a disciplina nacional nunca foi ao ponto de consagrar a unificação da rede de distribuição. Tal não corresponde à tradição portuguesa, nem tem sido opção legislativa.

Em Portugal continental, por razões essencialmente históricas, os serviços municipalizados assumiram um papel relevante no processo de eletrificação, que foi interrompido em 1975 com a transferência, nacionalização e concentração de atividades na EDP, a que já nos referimos. A tradição da repartição vertical do sector da distribuição da eletricidade foi recuperada pela Resolução de Conselho de Ministros

¹⁹ Sobre o tema, pronunciando-se essencialmente em sentido negativo *vd.* VIEIRA DE ANDRADE – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão, *Colectânea de Jurisprudência*, t. I, 1989, p. 22; MARCELO REBELO DE SOUSA – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão, *Colectânea de Jurisprudência*, t. V, 1988, p. 27 e ss. *Vd.* também sobre o tema PEDRO GONÇALVES, Rodrigo ESTEVES DE OLIVEIRA – *As Concessões Municipais de Distribuição de Eletricidade*, Coimbra Editora, 2001, pp. 23-24; Suzana TAVARES DA SILVA – “O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: breve apontamento crítico”, *Questões Atuais de Direito Local*, n.º 19, julho/setembro de 2018, p. 34.

Em geral, sobre o conceito constitucional de autonomia local, *vd.* ANTÓNIO CÂNDIDO DE OLIVEIRA – *Direito das Autarquias Locais*, Coimbra Editora, 2013, pp. 92-93; ARTUR MAURÍCIO – “A Garantia Constitucional da Autonomia Local à Luz da Jurisprudência do Tribunal Constitucional”, *Estudos em Homenagem ao Conselheiro José Manuel Cardoso da Costa*, Coimbra Editora, 2003, pp. 656-657; Maria LÚCIA AMARAL – *A Forma da República*, Coimbra Editora, 2012, p. 385.

²⁰ *Vd.* Suzana TAVARES DA SILVA – “O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: breve apontamento crítico”, *cit.*, p. 33-46.

²¹ J. J. GOMES CANOTILHO – *Direito Constitucional e Teoria da Constituição*, Almedina, 2003, p. 369; RUI MEDEIROS – “Raízes e Contexto da Decisão Binária entre Sistemas Multimunicipais e Sistemas Municipais no Sector da Água e Perspetivas de Futuro”, *Série de Cursos Técnicos 3 – Direito da Água*, ICJP, 2013, pp. 67-87.

n.º 112/1982, de 14 de julho, concretizada pelo Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro²². Por outro lado, nos termos do disposto no artigo 6.º, n.º 2, do referido Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, foi reconhecido aos municípios concedentes do continente o direito a receberem uma *renda* por parte da concessionária/EDP, que revestia essencialmente uma *natureza remuneratória* como contrapartida pela fruição de bens municipais afetos à exploração do serviço.

Assim, no fundo, sem deixar de garantir que a titularidade formal da atividade pertence aos municípios do continente, que recebem uma *renda* em contrapartida da concessão, o princípio da autonomia local tem vindo a ser comprimido, de forma constitucionalmente legitimada, em termos que permitem garantir o exercício harmonizado da atividade através de instrumentos normativos estaduais, impedindo a sua atomização e outras ineficiências. De resto, pretendendo-se assegurar a uniformidade tarifária e a harmonização da qualidade do serviço, o princípio da autonomia local tem sempre de conhecer compressões relativas. Com efeito, não fosse assim e as tarifas de acesso pagas pelos consumidores de zonas acidentadas e pouco povoadas, por razões económicas evidentes, não seriam iguais àquelas que são pagas nas grandes cidades densamente povoadas, num quadro em que o valor das *rendas* auferidas pelos municípios foi desenhado de forma a garantir a coesão territorial. O mesmo se pode afirmar relativamente à qualidade do serviço, medida em número e duração de interrupções (índices SAIDI, SAIFI, respetivamente²³), que garante uma harmonização nivelada²⁴.

Ao concessionário cabe, evidentemente, manter a operação de rede e, portanto, assegurar a intermediação entre a rede a montante, bem como a produção injetada em BT, e a entrega ao cliente final. O distribuidor projeta, constrói e mantém a rede, que opera, procedendo, por exemplo, às leituras dos contadores (atualmente com a periodicidade trimestral para clientes em baixa tensão normal²⁵), que também recebe dos clientes e que transmite aos comercializadores. Tem, também, de faturar as tarifas de acesso às redes e entregar a montante os valores que cabem a outros agentes.

²² Este não deixou dúvidas ao determinar que “a distribuição no continente de energia elétrica em baixa tensão compete aos municípios, os quais podem exercê-la em regime de exploração directa ou em regime de concessão” (artigo 1.º, n.º 1). Diploma subsequentemente alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 297/86, de 19 de setembro, 341/90, de 30 de outubro, 17/92, de 5 de fevereiro, e 36/2004, de 26 de fevereiro.

²³ Vd. Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, pp. 214-233.

²⁴ As localidades no território continental encontram-se geralmente niveladas por três zonas, em função do número de clientes. Beneficiam de tratamento específico as capitais de distrito do continente, as sedes dos concelhos da Região Autónoma da Madeira, bem como algumas cidades na Região Autónoma dos Açores— cf. Regulamento da Qualidade do Serviço do Sector Eléctrico, aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017, publicado na 2.ª Série do *Diário da República*, em 20 de dezembro.

²⁵ Cf. alínea b) do n.º 5 do artigo 268.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, publicado na 2.ª Série do *Diário da República*, em 22 de dezembro, e alterado pelo Regulamento n.º 632/2017, publicado na 2.ª Série do *Diário da República*, em 21 de dezembro.

A rede de iluminação pública, por definição legal, está incluída na baixa tensão, pelo que também cabe ao operador da rede em BT. Não se trata, evidentemente, do fornecimento da iluminação pública, que cabe ao comercializador escolhido pelo município, mas antes da infraestrutura. Não é, todavia, assim em muitos países europeus, em que a rede de iluminação pública está desacoplada da rede em BT, ficando apenas a primeira entregue aos municípios. O que pode permitir um melhor alinhamento entre o dono da infraestrutura e o responsável pelo pagamento da energia elétrica consumida pela iluminação pública, incluindo através de contratos de eficiência energética na iluminação pública que poderiam assumir maior latitude²⁶.

Além disso, justamente por o modelo ser o de “regulação por agência”, como já adiantámos, o operador da rede em BT tem de assegurar um conjunto de deveres não só legais, mas também de natureza regulamentar, designadamente as disposições que lhe são aplicáveis nos regulamentos aprovados pela ERSE, *inter alia*, o Regulamento das Relações Comerciais, o Regulamento da Qualidade de Serviço, o Regulamento de Operação das Redes, o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações e o Regulamento Tarifário.

Em contrapartida das concessões, os 278 municípios do continente recebem, a título de *renda* pelas concessões, agregadamente, cerca de 250 milhões de euros anuais. O valor é pago pelos concessionários aos concedentes, mas, por determinação legal, integra as tarifas repercutidas sobre os consumidores²⁷. A *renda* paga aos municípios resultou na necessidade de compatibilização do regime jurídico nascido da nacionalização do sector (que atribuiu à então criada EDP um monopólio legal) com os direitos tradicionais das autarquias locais que tinham, até aí, a seu cargo, a distribuição de energia elétrica em BT²⁸. Em virtude de a disciplina legal assentar numa lógica nacional, a concessionária tem direito a utilizar, na exploração da concessão, bens, não só do domínio municipal, mas também do domínio do Estado.

²⁶ Sobre as *Energy Service Companies* (ESCOs), *vd.* Paulo PINTO PEREIRA – *Os Contratos de Gestão de Eficiência Energética: Natureza Jurídica e Regime Substantivo*, Mestrado em Direito Administrativo, vertente energia, Lisboa, 2012; SUZANA TAVARES DA SILVA (coord.) – *Direito da Eficiência Energética*, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2017.

²⁷ Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, na redação vigente.

²⁸ O que foi mantido com o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente.

3. As regras aplicáveis aos concursos e as propostas da ERSE

Existem dois modelos de exploração expressamente previstos na lei sectorial: a exploração direta pelos municípios e a concessão de serviço público. As concessões em BT são atribuídas aos órgãos competentes, através de concurso público, por 20 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. Outros modelos, que assentem em construções jurídicas edificadas por recurso à figura da contratação *in-house*, que resultem na *gestão delegada* da atividade, não sendo de excluir se admissível ao abrigo do quadro da contratação pública, não mereceram consagração na legislação sectorial.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou 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 em BT e foi complementada com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro, que incumbiu a ERSE elaborar um conjunto de estudos e propostas.

Nos termos daqueles diplomas, cabe à ERSE, segundo critérios técnicos e económicos, definir áreas territoriais que permitam aos municípios agrupar-se de forma a garantir a exploração eficiente da atividade, que permitam o lançamento sincronizado dos procedimentos, bem como entregar ao Governo um estudo com aspetos e parâmetros relativos às minutas das peças concursais que cabe a este aprovar. Ou seja, a lógica subjacente assenta em competências municipais, favorecendo o agrupamento de forma a evitar uma atomização ineficiente para todo o sistema.

Caberá aos municípios, então, caso não tenham optado pela exploração direta, definirem concretamente as áreas territoriais que integram, aderindo àquilo que é a proposta da ERSE ou divergindo de forma fundamentada. Não se prevê legalmente qualquer mecanismo de controlo das opções municipais, sem prejuízo das competências de outras entidades relativas à fiscalização da legalidade e regularidade das receitas e das despesas públicas²⁹.

Posto tudo isto, espera-se que, em 2019, de acordo com a lei parlamentar, sejam lançados os concursos para a distribuição em BT.

²⁹ Cf. alínea c) do n.º 1 do artigo 2.º da Lei n.º 98/97, de 26 de agosto, na redação vigente.

Estamos perante um processo complexo que envolve diferentes entidades. A ERSE, ainda antes de fixar o mapa de delimitação territorial e enviar o estudo ao Governo, optou por colocar os documentos preliminares em consulta pública³⁰, por forma a recolher contributos que permitam chegar às melhores propostas.

Uma das questões que se coloca a este propósito é que modelos de exploração permitem aos municípios receberem a *renda*. No caso de um município optar pela exploração direta, i.e., se o município não concessionar, deixa de auferir *renda*, uma vez que esta constitui, como já se viu, uma contrapartida da concessão que, nesse caso, deixa de existir (o que ficou confirmado pelo n.º 7 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro). Por outro lado, numa primeira análise, caso os municípios optem por soluções que não sejam a de concessão por concurso público, como as de *gestão delegada*, também não poderão receber *renda* que seja repercutida nas tarifas de energia elétrica. Com efeito, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, limita-se a dispor que a exploração da atividade de distribuição em BT é feita por concessão, sem prejuízo da exploração direta (artigo 31.º, em especial o seu n.º 4).

Subsequentemente, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, que desenvolve aquele primeiro diploma, dispõe apenas sobre as *concessões* de distribuição de eletricidade em BT e sobre a necessidade de realização de concurso público (artigo 42.º) e, nesse quadro sistemático, estabelece que os “*municípios têm direito a uma renda, devida pela exploração da concessão, nos termos a estabelecer em decreto-lei*” (artigo 44.º). Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, concretizando aquela disposição, estabelece a *renda* devida aos municípios do continente pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em BT. O que aponta no sentido de que, no futuro, a *renda* só será devida caso a distribuição em BT seja concessionada por concurso público.

Além disso, a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, veio dispor no seu n.º 1 que “*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.*” (nossos destaques). Ora, o diploma em causa veio estabelecer justamente “*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*”. O que parece indicar, *a contrario*, que noutros casos não há lugar ao recebimento de *renda* repercutível nas tarifas.

³⁰ Trata-se da 65.ª consulta pública realizada por esta Entidade e cujos documentos se encontram disponíveis no respetivo site em www.erse.pt.

De resto, em matéria tarifária, na inclusão de custos que não resultem de matérias sujeitas à regulação da ERSE (como é o caso do valor das rendas) vigora o princípio da legalidade, que constitui, nesse campo, o fundamento, o critério e o limite de toda a atuação administrativa³¹. A subordinação jurídica traduzida pelo princípio da legalidade significa que a atuação da Administração não pode contrariar o direito vigente – *princípio da legalidade na vertente da preferência de lei* –, exigindo-se ainda que tenha fundamento numa norma jurídica – *princípio da legalidade na vertente de precedência de lei*. A normatividade a que a ERSE se encontra vinculada, nesta matéria, é indisponível e alheia à sua vontade, podendo falar-se aqui de um fenómeno de heterovinculação administrativa³².

Posto isto, importa sublinhar alguns dos aspetos que resultam das propostas da ERSE relativamente ao concurso em que foram colocadas em consulta pública³³.

Relativamente à delimitação territorial das áreas dos concursos a lançar, nos termos e com os fundamentos técnicos e económicos revelados no documento colocado a consulta, a ERSE, partindo de uma análise dos 278 municípios e das entidades intermunicipais que foram constituídas *bottom-up* e são referência legal, chegou a três agregações possíveis dos municípios. O critério da escala foi bastante relevante neste exercício, por forma a garantir que os custos atuais não são ultrapassados, bem como a coesão territorial, segundo estudos de *benchmark* realizados. Assim, pondera-se definir duas (norte-sul) ou cinco regiões, que vão do litoral ao interior.

No que concerne a outras matérias relativas ao concurso, importa desde logo aclarar que há aspetos que não podem ser sujeitos a concurso, nem influir na escolha do concessionário. É o caso da *renda* que é paga pelo concessionário à câmara municipal concedente. Uma vez que esta, por força do quadro normativo a que nos referimos, está legalmente fixada e é repercutida sobre os consumidores, através das tarifas de energia elétrica, não pode ser sujeita a concurso. O valor da *renda* é apenas o que resulta da lei. O que, contudo, não impede que o critério do concurso seja um valor pecuniário *adicional* a pagar pelo concessionário ao município concedente (critério, de resto, objetivo e transparente), desde que não assuma o título de *renda* e que, portanto, seja assumido como um custo do acionista do concessionário. Dito de outra maneira, podem evidentemente ser cobrados valores adicionais à *renda*, mas estes não são repercutíveis nas tarifas.

³¹ Sobre o sentido e alcance deste princípio, *vd.* DIOGO FREITAS DO AMARAL, JOÃO CAUPERS, JOÃO MARTINS CLARO, JOÃO RAPOSO, MARIA DA GLÓRIA DIAS GARCIA, PEDRO SIZA VIEIRA e VASCO PEREIRA DA SILVA – *Código do Procedimento Administrativo Anotado*, 6.ª ed., Almedina, 2007, p. 40; DIOGO FREITAS DO AMARAL, *Curso de Direito Administrativo*, Vol. II, com a colaboração de LINO TORGAL, Almedina, 2007, pp. 40-43; e MARCELO REBELO DE SOUSA, ANDRÉ SALGADO DE MATOS – *Direito Administrativo Geral*, Tomo I, Lisboa, Dom Quixote, 2008, p. 153.

³² PAULO OTERO – *Legalidade e Administração Pública, o Sentido da Vinculação Administrativa à Juridicidade*, Almedina, 2017, pp. 381 e segs.

³³ Como se referiu *supra*, trata-se da 65.ª Consulta Pública – Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão, de 2 de agosto de 2018 – disponível em www.erse.pt.

As matérias legais e regulatórias, espelhadas nos regulamentos sectoriais, também não podem ser, evidentemente, sujeitas a concurso. O modelo de regulação do sector é “por agência”, como já se disse. O que também justifica que toda a matéria relativa às redes inteligentes, à transição energética, à relação com a mobilidade elétrica e aos investimentos na rede com a inovação e automação fiquem excluídos dos contratos de concessão.

Sem prejuízo, os municípios podem influenciar os regulamentos da própria ERSE a dois títulos: tanto intervindo nas consultas públicas que são lançadas, como através do representante da Associação Nacional dos Municípios Portugueses (ANMP) que tem assento quer no Conselho Consultivo, quer no Conselho Tarifário, que oferecem parecer a todos os regulamentos da ERSE antes da sua aprovação. As competências da ERSE, consagradas por via do Direito da União Europeia, não podem ser sujeitas a modelações nos concursos.

Subsequentemente, há um conjunto de aspetos que a ERSE colocou em consulta e que, portanto, pondera incluir no estudo sobre os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso-tipo e no caderno de encargos-tipo para a atribuição de concessão (algumas estão pensadas para acautelar uma eventual mudança de concessionário, mas não só).

Em primeiro lugar, está pensado estabelecer-se a obrigatoriedade de *um período de transição entre concessionários*. Com efeito, a EDP Distribuição exerce a operação há muitos anos. O novo concessionário, apesar de, em princípio, receber funcionários afetos à concessão, terá sempre um período em que precisa de se adaptar.

Outro aspeto a considerar é a *indenização pelos ativos ainda não amortizados*. Como se disse, todos os ativos revertem para o município, que tem de reembolsar ao concessionário o valor líquido dos mesmos. O que constituirá, portanto, um grande encargo para as câmaras municipais. Nesse contexto, parecerá mais adequado que seja um novo concessionário a assegurar esse pagamento ao antigo concessionário. Por sua vez, o valor desses ativos continuará a ser remunerado ao longo do período da concessão.

Outro aspeto importante é o enquadramento legal da *iluminação pública*. Nos termos da lei vigente, esta faz parte da rede da distribuição em BT. Hoje, estão previstas soluções normalizadas em anexo à minuta de contrato de concessão atualmente em vigor, que prevê o tipo de luminárias e de postes que são colocados pelo concessionário e que, segundo as metodologias regulatórias, são repercutidos nas tarifas. As câmaras municipais, quando pretendem modelos diferentes dos que se encontram definidos, pagam o diferencial de custos. Por outro lado, muitas vezes, os municípios reivindicam a instalação de soluções mais eficientes, que permitiam uma redução do custo a suportar com a iluminação pública, portanto, a eletricidade que é consumida e que constitui uma responsabilidade dos municípios.

Assim, por inspiração do que se verifica noutros países, a ERSE suscita a questão de saber se seria de promover uma desacoplação entre a rede de BT e a iluminação pública, permitindo aos municípios (que pagam o fornecimento da eletricidade para a iluminação pública) gerir essa infraestrutura, que pode assumir outras virtualidades no quadro das *smart cities*. Caso não seja promovida uma alteração legal, então, entende-se que a definição dos aparelhos de iluminação, lâmpadas a adotar, equipamentos de telegestão e outros elementos de inovação devem obedecer a critérios de eficiência energética, uso racional das redes e custos eficientes. Definidos os equipamentos iniciais, a atualização dos mesmos que implique repercussão tarifária deverá ser efetuada após decisão da ERSE fundamentada por um estudo de análise do custo-benefício que permita a sua repercussão tarifária.

Os *trabalhadores* podem ser uma questão sensível, sobretudo se existir maior pulverização e atomização. A lei manda defender a 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 os direitos dos trabalhadores (alínea h) do artigo 2.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio). A transição de contratos prestadores de serviços para o novo concessionário é outra preocupação que importa acautelar. Naturalmente, como resulta evidente nestas áreas, a definição de zonas territoriais de maior escala para operação da atividade traz benefícios evidentes.

Será igualmente necessário atentar na utilização dos postes da distribuição em BT pelos operadores de *telecomunicações* e que, não raras vezes, é geradora de alguns litígios. Assim, deve ficar claro que o património e as infraestruturas afetos à concessão não poderão ser utilizados pelo concessionário em atividades diferentes daquelas que constituem objeto da concessão, sem que haja sido acordado entre as partes o valor da compensação devida à câmara, exceto nas situações impostas por lei, nomeadamente o estabelecido no Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho, que transpõe a Diretiva n.º 2014/61/UE. Propõe-se, em consequência, nos termos daquele diploma, que o operador de comunicações eletrónicas que utilize as infraestruturas das redes de distribuição para alojamento de redes de comunicações eletrónicas

deverá pagar uma contrapartida ao concessionário da rede de BT, de acordo com a metodologia a ser definida em Regulamento a aprovar pela Autoridade Nacional de Comunicações (ANACOM), mediante parecer vinculativo a emitir pela ERSE, incluindo os valores a receber pelo município.

Por fim, ao nível do *planeamento das redes de BT*, deve ter-se em conta que, contrariamente ao que sucede com o planeamento da Rede Nacional de Transporte e a Rede Nacional de Distribuição, em que existem instrumentos normativos reguladores, na BT não existe semelhante previsão relativa ao seu planeamento. Pelo que se propõe que o melhor planeamento das redes de BT, dada a sua natureza eminentemente descentralizada, seja articulado entre o concedente e o concessionário.

Esperamos ter contribuído para o esclarecimento e para a melhoria do exercício da atividade de distribuição de eletricidade em BT no futuro.

COLEÇÃO
ESTUDOS
DE ENERGIA

III - TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

- O Binómio Energia-Ambiente - Políticas Públicas de Energia à Entrada dos Novos Anos 20
- Transição Energética: Enquadramento e Desafios
- The Regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies



REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

III – TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

■ O Binómio Energia-Ambiente - Políticas Públicas de Energia à Entrada dos Novos Anos 20¹

Introdução

Há cem anos, no início dos anos 20, os *roaring twenties*, estava quase tudo por fazer. A descoberta da lâmpada tinha acontecido há relativamente pouco tempo do outro lado do Atlântico. O mesmo se diga da primeira rede de distribuição de eletricidade do mundo, instalada em Manhattan, em 1882, que só foi viabilizada com a descoberta das turbinas a vapor, por Charles Persons, e da corrente alternada, por Nicolas Tesla (1896), que contrapôs com sucesso a corrente contínua do inventor da lâmpada².

Da origem até aos nossos dias, um longo caminho foi percorrido. A eletrificação, iniciada nos Estados Unidos da América foi-se difundindo para as periferias. Em Portugal, as primeiras redes de distribuição de eletricidade vieram a ser instaladas na última década do século XIX e à entrada dos anos 20 do século passado o processo estava a desenvolver-se um pouco por todo o país nos principais aglomerados populacionais mas longe de garantir a eletrificação do país, que só veio a ser alcançada no regime democrático³.

Hoje, à entrada dos novos anos 20, o desafio é o da transição energética para um sistema economicamente competitivo, socialmente justo e ambientalmente sustentável. Os desafios são outros, mas não são menores.

É bem conhecida a inter-relação da energia com a economia, que desde há muito influencia as políticas públicas. A disponibilidade e preço da energia influenciam decisivamente o bem-estar social e o desempenho da economia. E, inversamente, o desenvolvimento da atividade económica, por via da procura, afeta os preços da energia⁴, o que bem se compreende porquanto a energia é um serviço

¹ Artigo anteriormente publicado em *E-pública*, Vol. 7 n.º 2, setembro de 2020, pp. 56-72.

² CARLA AMADO GOMES e RAQUEL FRANCO – “Produção Descentralizada de energia elétrica: a perspetiva do consumidor”, *E-Pública*, Vol. 5, n.º 2, julho de 2018, p. 145.

³ Mário MARIANO – *História da Electricidade*, Electricidade de Portugal, Lisboa, 1993, Cláudio AMARAL – “Uma década de Congressos Nacionais de Electricidade (1923-1930), Ambiente, percepções e representações História”, *História – Revista da FLUP*, IV Série, vol. 2, 2012, pp. 161-194, João FIGUEIRA – *Distribuição de Electricidade em Portugal 1976-2000*, Lisboa, EDP Distribuição, 2019.

⁴ João AMADOR – “Produção e Consumo de energia em Portugal: factos estilizados, Boletim Económico, Verão 2010”, *Banco de Portugal*, pp. 71-86.

base essencial. Nada se faz sem energia. Da energia depende, desde logo, todo o setor dos transportes (tanto para abastecer os convencionais veículos com motores de combustão, como carregar os veículos elétricos). Além disso, a energia anima mercados financeiros (a exemplo da criação de mercados organizados, da geração de emissões e operações de titularização), promove o setor agrícola (por via, por exemplo, da produção de biogás e de biocombustíveis), bem como a construção e manutenção de grandes infraestruturas (v.g. interligações, redes, eficiência energética do parque habitacional). As correlações inversas também se fazem sentir na energia.

Não obstante, ao nível das políticas públicas, é com o ambiente que a relação da energia tem vindo a ser cada vez mais forte. Energia e ambiente constituem hoje um binómio. As políticas públicas da área da energia são concebidas de forma fortemente alinhada com as questões ambientais e, por sua vez, as políticas de ambiente dependem em boa parte da concretização de medidas de política energética. As inter-relações entre o sector energético, o meio ambiente e a economia vêm de longe e tendem a aprofundar-se.

Tal resulta não só das opções políticas nacionais, mas tem de ser visto no quadro das políticas públicas definidas no plano europeu e do direito internacional – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC) –, a que o país está vinculado, e que acabam por balizar o campo de ação dos diferentes Estados-Membros.

O que, num tempo marcado pelas preocupações ambientais e com as alterações climáticas, é desde logo justificado por fatores ambientais e redução da dependência energética.

A produção e a utilização de energia são destacadamente os maiores responsáveis pelas emissões de gases com efeito de estufa e a União Europeia é o terceiro maior emissor, apenas superado pela China e pelos Estados Unidos⁵.

Paralelamente, a escassez de recursos endógenos fósseis, tradicionalmente utilizados como energia primária, persiste e tende a agravar-se com o *Brexit* e o encerramento da atividade produtiva de gás natural nos Países Baixos.

⁵ A produção e utilização da energia é responsável por 75% das emissões de gases com efeito de estufa da União Europeia – cf. COM(2018) 773.

Em resposta, a ação da União Europeia em matéria de energia, com competências acrescidas desde o Tratado de Lisboa⁶, tem-se traduzido em políticas materializadas em disposições legislativas que visam a promoção das energia renováveis, a partir de fontes endógenas, e a consequente redução da dependência energética externa, procurando a criação de um verdadeiro mercado interno da energia competitivo, no quadro da descarbonização da economia e do combate às alterações climáticas.

Neste documento, procuraremos apresentar uma visão panorâmica do quadro político-legislativo energético europeu que, à entrada dos novos anos 20, melhor traduz a *policy* em matéria energética na ótica da promoção ambiental.

Nesse âmbito, analisaremos, primeiramente, o vetor elétrico que constitui a grande aposta europeia para a descarbonização da sociedade. O recém-aprovado *Clean Energy Package* (Pacote Energia Limpa), com centro de gravidade no setor elétrico, está orientado no sentido de permitir e de acelerar a transição energética, promove a eletrificação da economia, assente na produção renovável, na eficiência energética e na concretização do mercado interno.

Seguidamente, abordaremos o papel reservado aos vetores não elétricos, onde avultam o gás natural e os combustíveis líquidos, indispensáveis para uma descarbonização realista. Nesse contexto, salientaremos o despontar do *hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis (green hydrogen)* e do *power-to-gas*, que se apresentam como promessas (por testar) para a viabilização da transição energética por via do armazenamento da sobreprodução de energia renovável.

Neste exercício integraremos, ainda, o que nesta fase se conhece do *European Green Deal*⁷ (Pacto Ecológico Europeu, na denominação portuguesa). Esta iniciativa política, apresentada no décimo dia de mandato da nova Comissão Europeia, na sua eminente transversalidade, pretende promover o investimento climaticamente neutro e a economia circular. Ao fazê-lo elege o setor energético como um dos principais domínios de atuação com vista a contrariar alterações climáticas e a degradação ambiental, promovendo uma transição ecológica sustentável. A concretização das medidas, que serão apresentadas ao longo de 2020, traduzirão as boas intenções em ações que, em muitos casos, assumirão impacto no quadro-jurídico normativo energético europeu.

⁶ Artigos 4.º, n.º 2, al. i), 122.º, 194.º e 170.º do Tratado de Funcionamento da União Europeia (TFUE). No mesmo sentido *vd.* Carla AMADO GOMES – “O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais”, *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, p. 73; Lourenço Vilhena de FREITAS – *Direito Administrativo da Energia*, AAFDL, 2013, p. 11, Carla AMADO GOMES e Tiago ANTUNES – «O Ambiente e o Tratado de Lisboa: uma relação sustentada», NUNO PIÇARRA (Coord), *A União Europeia segundo o Tratado de Lisboa (aspectos centrais)*, Almedina, 2011, pp. 205-233.

⁷ *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions e roadmap anexo* (COM(2019) 640).

1. Clean Energy Package

O apoio às energias renováveis, na sequência das crises do petróleo, tem sido justificado no universo europeu por razões de ordem energética, geopolítica e ambiental, dada a instrumentalidade destas fontes alternativas⁸ para a garantia de abastecimento e inerente redução da dependência face aos países produtores, bem como o seu contributo para a sustentabilidade em virtude da inerente redução das emissões de CO₂ (descarbonização), evitando a vaticinada *tragedy of the commons*⁹.

Na sequência do Acordo de Paris (Conferência das Partes da CQNUAC), que estipula uma meta vinculativa de redução de emissões de, pelo menos, 40% (relativamente a níveis de 1990 até 2030), a iniciativa política de *União da Energia*¹⁰ levou a União Europeia à aprovação do Pacote Energia Limpa, ficando ainda por aprovar novas regras no setor do gás natural¹¹.

O *Clean Energy Package*, através de oito diferentes atos legislativos¹², veio atualizar o quadro político-legislativo europeu do setor elétrico, incluindo o enquadramento institucional, de modo a promover a transição dos tradicionais combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia elétrica, reforçar a aposta na eficiência energética e a tornar o mercado interno da energia mais efetivo.

No seu conjunto a nova legislação aprovada aprofunda as soluções de mercado elétrico e a integração regional, promove as fontes renováveis e a eficiência energética (incluindo regras próprias para o desempenho energético dos edifícios), estabelecendo regras de *governance* que visam permitir a coordenação necessária para que os objetivos coletivos sejam alcançados.

⁸ Suzana TAVARES DA SILVA – *Direito da Energia*, 2011, Coimbra, Coimbra Editora, pp. 99-103.

⁹ G. HARDIN, *The Tragedy of the Commons*, Science, December 13, 1968, I. J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 62, 443-479, J. E. FIGUEIREDO DIAS – «A certificação e a eficiência energética dos edifícios», *Temas de Direito da Energia*, Cadernos o Direito, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 140-141.

¹⁰ Sobre a União Energética *vd.* Sami ANDOURA, Jean-Arnold VINOIS – *From the European Energy Community to the Energy Union*, a policy proposal for the short and the long term, Studies and Reports, Notre Europe, Jacques Delors Institute, janeiro de 2015; Leigh HANCHER, Adrien de HAUTECLOCQUE, Małgorzata SADOWSKA – *Report from Vienna Forum on European Energy Law*, Vienna, 13 March 2015; Rafael LEAL-ARCAS – «The creation of a European Energy Union», *European Energy Journal*, Volume 5, Issue 3, August 2015.

¹¹ No gás natural foram aprovados dois diplomas para fazer face às preocupações mais imediatas, sem que fosse ainda revisto o quadro global a legislação aplicável (cf. Regulamento (UE) 2017/1938, relativo à segurança do aprovisionamento, e a Diretiva (UE) n.º 2019/692, que veio alargar as regras europeias aos gasodutos que entram num Estado-membro que sejam provenientes de países terceiros, alterando a Diretiva n.º 2009/73/CE).

¹² A Diretiva (UE) 2018/844, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2002, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2001, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis; a Diretiva (UE) 2018/2002, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; o Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática; o Regulamento (UE) 2019/941, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE; Regulamento (UE) 2019/942, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação); o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação); a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação).

As novas regras procuram aprofundar o caminho, iniciado em 1999, de criação do mercado interno da energia, que visa eliminar barreiras e intensificar o comércio transfronteiriço, fazendo-o de forma orientada a permitir a prossecução dos objetivos em matéria de clima e energia para 2030.

Recorde-se que, partindo de uma realidade assente em empresas públicas monopolistas verticalmente integradas, os três pacotes energéticos europeus (1996-98, 2003 e 2009)¹³ permitiram a abertura dos mercados, em condições de reciprocidade, a introdução da concorrência na produção e comercialização, refletindo preocupações com a segurança do abastecimento, com a sustentabilidade ambiental e com a proteção dos consumidores, através da instituição de obrigações de serviço público¹⁴.

A necessidade de reformulação das regras surge do reconhecimento de que, não obstante os avanços obtidos ao longo do percurso descrito, é consabido que o objetivo da criação de um verdadeiro mercado interno no setor elétrico está longe de ser alcançado e que é possível retirar maior partido do potencial dos recursos endógenos renováveis existentes.

O novo «pacote» visa estabelecer a base para a prossecução dos objetivos em matéria de clima e energia para 2030, permitindo que os sinais de mercado sejam considerados para efeitos de uma maior eficiência, de uma percentagem mais elevada de fontes de energia renovável, de segurança do abastecimento, de flexibilidade, de sustentabilidade, de descarbonização e de inovação.

As metas fixadas para 2030 são incrementais e substancialmente mais ambiciosas do que as que haviam sido fixadas para 2020, num contexto de maturidade da tecnologia, fruto dos investimentos já realizados, que permite a restrição dos regimes de apoio financeiro que existiam, deixando geralmente de garantir prioridade de injeção (para evitar distorções de mercado), e apostando na democratização da produção e acesso à energia ao incentivar experiências de desintermediação, com larga isenção de obrigações (comunidades da energia).

¹³ O «primeiro pacote» integrou a Diretiva n.º 96/92/CE, de 19 de dezembro, e a Diretiva 98/30/CE, de 22 de junho); o «segundo pacote» energético europeu integrou as Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, de 26 de junho, bem como o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, de 26 de junho, e n.º 1775/2005, de 28 de setembro, O «terceiro pacote» energético europeu integra as Diretivas n.º 2009/72/CE e 2009/73/CE, ambas de 13 de julho, o Regulamento n.º (CE) 713/2009, de 13 de julho, institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), e os Regulamentos n.º (CE) 714/2009 e n.º 715/2009, também de 13 de julho.

Sobre a evolução legislativa da energia no contexto europeu vd. Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016

¹⁴ VITAL MOREIRA – «Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 547-563, PEDRO GONÇALVES – *A concessão de serviços públicos*, Almedina, 1999, pp. 36 e 37; PEDRO GONÇALVES, LICÍNIO LOPES MARTINS – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública – I*, Coimbra Editora, 2004, pp. 198-224.

De entre os atos legislativos que compõem este Pacote, destaca-se para este efeito a nova Diretiva das Renováveis (Diretiva (UE) 2018/2001, a denominada RED II¹⁵ e os diplomas que reformulam as regras do mercado interno (Regulamento (UE) 2019/943 e a Diretiva (UE) 2019/944).

A nova Diretiva das Renováveis vem dar sequência a um caminho que, na Europa, remonta pelo menos a 1998 quando, na sequência das crises do petróleo e dos movimentos ambientalistas iniciados na década de 90 (Rio, 1992 e Quioto, 1997), o primeiro Livro Verde sobre a implementação do mercado interno da energia¹⁶ veio realçar como um dos três vetores principais que fosse alcançado um equilíbrio satisfatório entre a competitividade da energia e as questões ambientais¹⁷.

A aposta no desenvolvimento de fontes de energia renovável na produção de eletricidade foi materializada ao virar do novo século com a aprovação da Diretiva 2001/77/CE, de 27 de setembro, relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado¹⁸, que veio exigir metas nacionais, ainda que indicativas, e posteriormente pela Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009¹⁹, que instituiu objetivos gerais vinculativos a alcançar até 2020²⁰.

Assim, para 2020 fixaram-se os objetivos “20-20-20”, que globalmente estão a ser agora atingidos. Estes objetivos consistiam em alcançar (i) 20% a quota-parte das energias renováveis no consumo de energia²¹, com 10% no setor dos transportes (ii) 20% de aumento da eficiência energética (iii) 20% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990.

Para o efeito, em nome da descarbonização, foram permitidas ajudas de Estado às renováveis, passando o Estado a assumir um papel de Estado-incentivador e facilitador, que devem ser interpretadas à luz das Orientações (emitidas em 2001, 2008 e mais recentes revistas em 2014²²).

Aos produtores de energia elétrica de fonte renovável, em regime especial, passaram a ser atribuídos os direitos de prioridade de injeção na rede e preços bonificados assentes em *feed in tariffs* ou *feed*

¹⁵ *Renewables Energy Directive II*.

¹⁶ COM/88/238.

¹⁷ Per Ove EIKELAND – *The Long and Winding Road to the Internal Energy Market – Consistencies and inconsistencies in EU policy*, FNI Report 8/ 2004.

¹⁸ Com reflexos visíveis no denominado “segundo pacote” energético – Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE).

¹⁹ Posteriormente, a Diretiva (UE) 2015/1513 veio alterar aquele quadro no que respeita aos transportes, iniciando a transição dos biocombustíveis convencionais (de primeira geração) para os biocombustíveis avançados (de segunda geração), introduzindo um limite máximo de 7% para os biocombustíveis convencionais.

²⁰ Carla AMADO GOMES – «O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais», *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008; Carla Amado GOMES, Tiago ANTUNES, *A União Europeia segundo o Tratado de Lisboa*, Coimbra, Almedina, pp. 205-233.

²¹ Em 2019, 17,5 % do consumo bruto de energia final da União Europeia proveio de fontes renováveis (cf. COM(2019) 225).

²² 2014/C 200/01.

*in premium*²³. Na primeira modalidade, o produtor recebe um valor absoluto, previamente fixado, por cada unidade injetada independentemente do preço de mercado, sendo o sobrecusto assegurado pela tarifa de acesso que, por conseguinte, é suportada por todos os consumidores. Na segunda modalidade, o produtor recebe um valor adicional (i.e. um prémio), que pode ser fixo ou flexível, sobre o preço de mercado horário. Esta segunda modalidade, acarretando menos segurança para o investimento, tem a virtualidade de induzir os produtores a concentrarem esforços produtivos nas horas de maior procura. Portugal comprometeu-se, à data, com uma meta de 31,0% de incorporação de renováveis no consumo de energia em 2020, que está agora perto de ser atingida, o que corresponde à quinta meta mais exigente de toda a União Europeia (apenas superado pela Suécia, Letónia, Finlândia e Áustria).

Não obstante os esforços envidados em muitos países, em 2014, no cômputo global a União Europeia importava 53% da sua energia, com um custo anual de cerca de 400 mil milhões de euros, 75% do parque habitacional europeu evidenciava ineficiência energética e 94% dos transportes dependia de produtos petrolíferos (90% dos quais importados).

Num quadro de escassez de recursos endógenos, o diagnóstico da Comissão Europeia continuou a apontar que a União Europeia não tem conseguido dar uma resposta suficiente à sua excessiva dependência face ao exterior em matéria energética, mantendo a posição de maior importador de energia do mundo, onde se praticam preços grossistas da eletricidade e do gás, respetivamente, 30% e 100% mais elevados do que nos Estados Unidos²⁴.

Este diagnóstico fez com que a promoção das fontes de energia renováveis (a par da eficiência energética e do relançamento do comércio de licenças de emissão) integrasse o objetivo estratégico da *União da Energia* de continuar a abandonar uma economia alimentada a combustíveis fósseis.

A nova Diretiva das Renováveis, como já se disse, traz objetivos bem mais ambiciosos, em linha com o elevar da fasquia que perpassa todo o *Clean Energy Package*.

Através deste novo Pacote, a União Europeia estabeleceu metas para 2030 de (i) 32% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto, 14% no setor dos transportes (ii) 32,5% de redução do consumo de energia, (iii) 40% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, e (iv) 15% de interligações elétricas.

²³ Em 2014, segundo dados da Agência Internacional da Energia (AIE) o apoio mundial às fontes renováveis atingiu 112 mil milhões de dólares.

²⁴ *Vd.* Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Estratégia europeia de segurança energética” (COM(2014)30); Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Eficiência energética e a sua contribuição para a segurança energética e o quadro político para o clima e a energia para 2030” (COM(2014)520).

E os objetivos podem mesmo vir a ser revistos em alta. A própria Diretiva das Renováveis prevê que a Comissão Europeia possa, em 2023, incrementar as metas de produção renovável. E, mais recentemente, a comunicação referente ao *European Green Deal* sinaliza que se pretende aumentar o objetivo de redução das emissões para 50 a 55% já em 2030, a fim de atingir a neutralidade carbónica em 2050. Além disso, prevê-se não só a alteração da nova Diretiva das Renováveis, mas também da Diretiva da Eficiência Energética.

É verdade que a Diretiva das Renováveis agora em vigor, ao contrário da fórmula utilizada na anterior Diretiva 2009/28/CE, não aloca metas vinculativas aos Estados-Membros de produção renovável de energia. Ao invés, cabe agora aos Estados-Membros fixar os contributos nacionais a fim de cumprirem coletivamente aquela meta global vinculativa da União²⁵. Contudo, a partir de 1 de janeiro de 2021, a quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia de cada Estado-Membro não pode ser inferior à quota de referência indicada na anterior Diretiva das Renováveis que procurava assegurar 20% de produção renovável em 2020. Mas, em 2023, segundo é antecipado no *European Green Deal*, aquando da revisão dos planos nacionais, a Comissão Europeia espera ter poderes para fazer refletir a ambição maior que decorre deste novo pacote.

Além disso, a nova Diretiva das Renováveis concretiza metas nacionais para subsectores energéticos específicos. Assim, no vetor do aquecimento e arrefecimento prevê-se o aumento da quota de energia renovável em 1,3 % nos períodos de 2021 a 2025 e de 2026 a 2030, ou em 1,1% para os Estados-Membros onde o calor e frio residuais não sejam utilizados.

A fim de alcançar os objetivos permite-se que os Estados-Membros criem regimes de apoio (*support schemes*) para a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis, em que o apoio direto ao preço seja concedido na forma de um prémio de mercado (variável ou fixo), que já devem ter em conta o valor de mercado das garantias de origem (GO). Em conformidade, a comunicação sobre o *European Green Deal*, além de uma estratégia para a produção eólica *offshore* já em 2020, prevê a revisão das Orientações sobre auxílios de Estado em 2021.

Estes apoios devem ser decididos através de um processo de seleção aberto, transparente, concorrencial, não discriminatório e economicamente eficaz (*cost-effective manner*), devendo criar incentivos para a integração da eletricidade de fontes renováveis no mercado da eletricidade que sejam baseados no mercado e respondam às necessidades deste (*market-based e market-responsive*), evitando, em simultâneo, distorções desnecessárias dos mercados da eletricidade, bem como eventuais custos de integração do sistema e a estabilidade da rede²⁶.

²⁵ Em Portugal, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica RNC2050 preveem que a eletricidade, que hoje ocupa pouco mais de 25% da energia consumida, passe a ser dominante.

²⁶ Permitem-se certas isenções para as instalações de pequena dimensão e os projetos de demonstração, sem prejuízo do direito da União aplicável ao mercado interno da eletricidade.

Fruto do histórico de reversões nalguns países que originaram litigância (arbitragem internacional), com destaque para o caso espanhol, assegura-se a estabilidade dos apoios financeiros²⁷.

No caso dos sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo prevê-se que estes não sejam sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreva às suas instalações.

Por outro lado, também com o fito de evitar entraves à introdução de nova geração, é imposta uma certa agilização e simplificação dos procedimentos de concessão de licenças das centrais elétricas ao estabelecer limites temporais, consagrando prazos ainda mais curtos para pequenas instalações (com uma capacidade de produção elétrica inferior a 150 kW) e para as situações de reequipamento²⁸, e prevendo a simplificação das ligações às redes.

Os procedimentos de autorização devem ter em conta, designadamente, a proteção do ambiente, a contribuição das capacidades de produção para cumprir a meta global da União de pelo menos 32 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União em 2030 e a contribuição da capacidade de produção para a redução das emissões.

Noutro plano, a injeção prioritária da energia renovável, que no regime anterior era (a par do preço administrativo) um dos grandes benefícios, é removida, sem prejuízo de salvaguarda dos direitos pré-existentes (*grandfathering rules*).

À luz do novo quadro legal, embora com exceções²⁹, os produtores renováveis passam a estar geralmente sujeitos às regras de despacho como os demais produtores que, de acordo com os novos diplomas que regulam o mercado interno, são baseadas na ordem de mérito, em mercado. Ainda assim, salvaguarda-se que os operadores das redes devem garantir a capacidade de as redes de transporte e distribuição injetarem a eletricidade de fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência com o mínimo possível de redespachos.

²⁷ PACÔME ZIEGLER, A. COIMBRA TRIGO – “O direito de regular do Estado e o padrão do tratamento justo e equitativo sob o Tratado da Carta da Energia: As lições do Reino de Espanha”, *e-Pública*, Vol. 6 n.º 2, Setembro de 2019, p. 136-167; F. VAZ PINTO, J. GRANADEIRO – «Round-up of arbitrations in the renewable energy sector: Lessons for Portugal», *e-Pública*, Vol. 6 n.º 2, Setembro de 2019, p. 73-113; MARTA VICENTE, «A União Europeia, o investimento e a energia», Suzana TAVARES DA SILVA (Coord), *Direito da eficiência energética*, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, pp. 719-750.

²⁸ Prazos excepcionalmente prorrogáveis por mais um ano.

²⁹ De acordo com a nova Diretiva do mercado interno, os Estados-Membros podem exigir que, ao mobilizarem instalações de produção, os operadores das redes deem prioridade às instalações de produção que utilizam fontes renováveis ou que utilizam um processo de cogeração de elevada eficiência, quando estão em causa instalações de com capacidade instalada inferior a 400 kW ou projetos de demonstração para as tecnologias inovadoras, sujeitos à aprovação pela entidade reguladora, desde que aquela prioridade seja limitada no tempo e na medida necessária para fins de demonstração, nos termos do artigo 12.º do Regulamento (UE) 2019/943.

Além disso, ficou clarificado que os operadores de redes não podem dar prioridade às instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável em termos que tal possa ser utilizado para justificar a redução do comércio transfronteiriço.

Os produtores renováveis passam, ainda, a estar sujeitos às responsabilidades de balanço (*balancing*) como os demais agentes, pagando pelos desvios (positivos ou negativos) a que deem causa entre a energia injetada e a programada. Com efeito, à luz dos novos diplomas do mercado interno, no que respeita ao desequilíbrio entre a contratação pelos agentes entre a energia injetada e a consumida, é fixado que todos os participantes no mercado são responsáveis pelos desvios que provocam no sistema. Os Estados-Membros podem, em certas condições, conceder derrogações, mas, nesse caso, devem garantir que as responsabilidades financeiras pelos desvios são assumidas por outro participante no mercado.

Por sua vez, prevêem-se mercados de balanço em que a liquidação da energia para os produtos de balanço normalizados e específicos, salvo decisão regulatória, deva basear-se em preços marginais, que a prazo deverão ter períodos de liquidação de desvios de 15 minutos em todas as zonas de programação. Ademais, é assegurado que os produtores renováveis, a par dos demais participantes no mercado, disponham de mercados a prazo que lhes permitam cobrir os riscos a nível de preços através das fronteiras da zona de ofertas.

Por fim, cumpre referirmo-nos a um marco da democratização do acesso à energia através de comunidades de energia, que vêm incentivar experiências de desintermediação, com larga isenção de obrigações (comunidades da energia).

Tanto a nova Diretiva do Mercado Interno (artigo 16.º), como a nova Diretiva das Renováveis (artigo 22.º), ainda que em moldes não totalmente coincidentes, vêm impulsionar as denominadas comunidades de energia. Esta última, consagra ainda autoconsumidores de energia renovável em moldes próximos aos daquelas comunidades.

Em ambos os diplomas se preveem entidades com personalidade jurídica, de adesão aberta e voluntária, sob regras de *governance* específicas, cujo principal objetivo é proporcionar uma atuação coletiva no setor energético orientada para benefícios ambientais, económicos ou sociais (que não a geração de lucros financeiros). E a comunicação referente ao *European Green Deal*, mais recentemente publicada, retoma a necessidade de as promover, numa lógica de atuação conjunta, numa base de proximidade regional e local, que reforce o poder efetivo dos cidadãos.

As comunidades da energia, com a colaboração obrigatória dos operadores das redes de distribuição, sendo equiparáveis a clientes ativos, tem a possibilidade de aceder a todos os mercados da eletricidade:

produção, inclusive de energia de fontes renováveis, de distribuição (se o Estado-membro assim decidir), de comercialização, de consumo, de agregação, de armazenamento de energia, de prestação de serviços de eficiência energética, ou de serviços de carregamento para veículos elétricos, podendo ainda prestar outros serviços energéticos aos seus membros ou aos titulares de participações sociais, mas incorrendo, em qualquer caso, em responsabilidades por desvios. Em todo o caso, sem prejudicar os direitos que o participante na comunidade tem enquanto consumidor.

As Comunidades de Cidadãos para a Energia, previstas na nova Diretiva do Mercado Interno, e Comunidades de Energia Renováveis diferem, sobretudo, em aspetos de participação e *governance*, de proximidade geográfica exigida e dos recursos energéticos utilizados.

As primeiras, orientadas para a eliminação de barreiras e o estabelecimento de um tratamento adequado a realidades emergentes, que respeite o *level playing field*, estão abertas à participação de todos mas o seu controlo deve ser feito por não profissionais do setor. Não é restringida a participação nestas comunidades com base em critérios de proximidade geográfica, nem em função das tecnologias, mas o seu objeto é apenas a eletricidade.

As Comunidades de Energia Renováveis, orientadas para o aumento da produção renovável, estão abertas apenas à participação de não profissionais do setor e o seu controlo deve ser feito por membros locais, permitem o recurso a qualquer fonte energética, desde que exclusivamente de renovável, permitindo regimes de apoio.

Por conseguinte, a limitação relativamente à natureza dos participantes no caso do autoconsumo renovável é circunscrita ao caso da impossibilidade dos não domésticos poderem ter como principal atividade comercial ou profissional estas atividades. Os autoconsumidores renováveis que atuam coletivamente podem organizar entre si a partilha da energia renovável produzida, sem prejuízo dos encargos de acesso à rede e de outros encargos aplicáveis.

Portugal foi dos primeiros países a transpor estas últimas realidades ao aprovar o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável³⁰, que inclui laconicamente o regime jurídico das comunidades de energia renovável, promovendo a democratização do acesso à energia e potenciando o consumo de energia renovável.

³⁰ Decreto-Lei n.º 162/2009, de 25 de outubro.

2. Breves perspectivas sobre o futuro de vetores não elétricos (gás natural, combustíveis líquidos) e a possível emergência do hidrogénio

O *Clean Energy Package* veio efetuar, como já se disse, o *aggiornamento* das bases legais europeias da energia elétrica, mas o mesmo não sucedeu no setor do gás natural.

Ficou, assim, por aprovar o denominado “quarto pacote” do gás natural que, historicamente, acompanhou os «pacotes» da eletricidade, apesar de inicialmente tal estar revisto na iniciativa *União da Energia*.

Efetivamente, foram apenas aprovados dois diplomas no setor do gás natural para fazer face às preocupações mais imediatas, ligadas intrinsecamente à segurança do aprovisionamento (*security of supply*), bem como da diversidade de fontes de aprovisionamento com reforço das regras do mercado interno, o Regulamento (UE) 2017/1938 e a Diretiva (UE) n.º 2019/692/UE.

Por outro lado, o setor dos combustíveis não mereceu particular iniciativa – para além da fixação de novas metas (mais ambiciosas) de energia renovável no consumo final do sector dos transportes em 2030 –, uma vez que, como é consabido, tanto a regulação como a legislação centra-se, sobretudo, nas grandes indústrias de rede (*network industry*), como a eletricidade e o gás natural (*power and gas*). A prioridade tem sido, pois, a eletrificação que é crescente e está a ser acelerada com produção renovável e descentralizada. Mesmo no setor dos transportes, o cenário global é favorável à mobilidade elétrica, entretanto permitida pelo desenvolvimento tecnológico, viabilizando um aumento expectável de até 8% dos consumos no setor elétrico e permitindo a introdução de recursos de flexibilidade através da utilização das baterias dos veículos elétricos como armazenamento de energia elétrica (*vehicle-to-grid*). O *European Green Deal* assumindo a mobilidade como um dos principais domínios de atuação, tendo em vista a promoção de “Sustainable and smart mobility” aponta para o desenvolvimento da rede de carregamento dos veículos elétricos.

Não obstante a relevância crescente da eletricidade, a importância dos vetores energéticos não elétricos, sobretudo no setor dos transportes e no aquecimento e arrefecimento (com grande significado nos países do centro da Europa), e a necessidade da sua descarbonização num prazo realista, levam a que, sobretudo, o gás natural, por ser relativamente mais limpo do que outras fontes, mas também os combustíveis líquidos, continuem em equação como fontes viáveis.

Dados recentes apontam para que na matriz energética mundial, tal como na europeia, o *oil & gas* continua a representar bem mais de 50% do consumo de energia. Nos Estados Unidos da América o consumo de petróleo e gás natural ultrapassa os 60% do valor total consumido. O que, por si, permite perceber bem que a transição para uma economia hipocarbónica, no curto prazo, não se faz só com a eletricidade. O contributo paralelo dos biocombustíveis é indispensável no imediato.

Porém, na União Europeia, assinala-se a persistência de um particular problema de dependência energética no que respeita ao *oil & gas*. Neste espaço político, apenas dois Estados-membro detinham recursos endógenos verdadeiramente relevantes, o Reino Unido e os Países Baixos. O Reino Unido continua a produzir níveis significativos de petróleo e gás natural mas acionou o artigo 50.º do Tratado de Lisboa e, por força do *Brexit*, deixará de pertencer politicamente à União. Os Países Baixos, sobretudo devido ao campo de Groningen descoberto pela *Exxon Mobile* e pela *Royal Dutch Shell* em 1959, têm sido um produtor de gás natural importante mas parte das antigas jazidas estão exauridas e os incessantes tremores de terra provocados pela extração conduziram à diminuição da atividade cujo encerramento foi antecipado para 2022.

Mesmo com o contributo destes dois Estados a União Europeia, em 2017, importou 55% da energia consumida. Destas, quase dois terços foram petróleo e derivados, seguindo-se o gás natural (26%). A Noruega fornece cerca de 25% do gás natural e mais de 11% do petróleo. O papel central é desempenhado pela Rússia ao representar 30% das importações de petróleo, 39% das de gás natural e 40% das de carvão.

Adicionalmente, o setor dos transportes é um dos grandes responsáveis pela emissão de gases com efeito de estufa na União Europeia. Os transportes consomem um terço de toda a energia final, a grande maioria fóssil. Enquanto a produção de energia e a indústria reduziram as suas emissões desde 1990, as dos transportes aumentaram, representando agora mais de um quarto das emissões na União Europeia. O reconhecimento desta realidade, apesar da tendência de consumo de combustíveis líquidos ser decrescente devido à eletrificação e à melhoria da eficiência dos veículos, levou a que nova Diretiva das Renováveis viesse determinar que a quota de energia renovável no consumo final do sector dos transportes em 2030, como referido, seja de, pelo menos, 14%. O que deve ser alcançado com a limitação da contribuição dos biocombustíveis convencionais a um ponto percentual acima dos níveis de consumo de cada Estado Membro em 2020, até um limite máximo de 7%. A contribuição dos biocombustíveis avançados, produzidos a partir de matérias-primas identificadas legalmente, é vinculativa e deve ser incrementada gradualmente, assegurando patamares crescentes mínimos de 0,2 % em 2022, de 1% em 2025 e de 3,5 % até 2030.

Adicionalmente, sem perder de vista o escândalo de emissões de poluentes do setor automóvel, a comunicação que recentemente lançou o *European Green Deal* veio prever desenvolvimentos no sentido da consagração de níveis de emissão mais exigentes.

No caso do gás natural tem-se procurado aumentar a solidariedade entre Estados-Membros em caso de crise energética de gás natural (*solidarity clause*), a promoção de um melhor uso dos recursos endógenos e a aposta na diversificação dos recursos e fontes de aprovisionamento dos diferentes Estados-Membros.

As preocupações com a redução desta dependência face aos aprovisionadores de gás e a sua respetiva gestão constituirão a razão mais próxima para que as regras do mercado interno (Diretiva (CE) n.º 2009/73/CE), sobretudo em matéria de *unbundling* e da inerente certificação do operador da rede de transporte, contenham salvaguardas adicionais em relação à preservação da segurança do abastecimento energético quando está em causa o controle por pessoas de países terceiros (a ponto de alguma doutrina denominar tal regra por “*Gazprom clause*”). E, por sua vez, mais recentemente, face à nova ligação entre a Rússia e a Alemanha (*Nord Stream 2*) as regras do *unbundling* aplicáveis aos gasodutos que ligam dois ou mais Estados-Membros foram estendidas aos gasodutos com início e término em países terceiros por força da já referida Diretiva (UE) n.º 2019/692/EU, que altera aquela primeira Diretiva.

Noutro plano, os gasodutos que atravessam toda a Europa constituem uma fonte de preocupação, agudizada pelo *phasing out* holandês, ao constituírem custos afundados (*sunk costs*) com grande significado, mas também oferecem uma capacidade instalada que, por razões económicas, deve ser aproveitada.

O futuro do gás natural está, assim, envolto nalguma indefinição na equação da *policy* europeia e, neste contexto, é o hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis (*green hydrogen*) e o *power-to-gas* que têm despontado e se apresentam como promessas (por testar) para a viabilização da transição energética.

É sobretudo neste cenário, a atualização do “pacote do gás”, sob a eventual fórmula de “*gas decarbonisation package*” pode apresentar-se como relevante e mais urgente. Neste aspeto, a comunicação do *European Green Deal* inclui, no seu ponto 2.1.2 sobre energia limpa, referência à necessidade de em paralelo à eletrificação renovável ser promovido o desenvolvimento de “*decarbonised gases*”.³¹

Com efeito, atualmente a quase totalidade do hidrogénio é produzido a partir de fontes fósseis (*grey hydrogen*), sendo o seu principal mercado a indústria pesada e estando em perspetiva o seu potencial crescimento nos transportes. Os avanços tecnológicos conhecidos se apropriadamente enquadrados no plano legal, podem permitir avanços significativos no denominado *power-to-gas*, devido à conversão de eletrões em moléculas.

³¹“In parallel, the decarbonisation of the gas sector will be facilitated, including via enhancing support for the development of decarbonised gases, via a forward-looking design for a competitive decarbonised gas market, and by addressing the issue of energy-related methane emissions.

This framework should foster the deployment of innovative technologies and infrastructure, such as smart grids, hydrogen networks or carbon capture, storage and utilisation, energy storage, also enabling sector integration. Some existing infrastructure and assets will require upgrading to remain fit for purpose and climate resilient.” – cf. COM(2019) 640.

Este fenómeno permite dar resposta à intermitência da produção renovável, dependente de fatores naturais não controláveis como a intensidade do vento ou do sol, bem como aproveitar a capacidade instalada existente (e os inerentes custos afundados com gasodutos). O gás armazenado pode ainda ser, novamente, reconvertido em eletrões (*gas-to-power*). O que tem a virtualidade de viabilizar uma almejada integração sectorial (*sector coupling*).

Para o efeito, importa que o *green hydrogen*, fruto do *power-to-gas*, seja reconhecido como energia renovável para efeitos da nova Diretiva das Renováveis e que o regime das garantias de origem lhe seja estendido. O que poderá ser edificável na medida em que a Diretiva das Renováveis deixa claro que para efeitos do cálculo da quota de energia de fontes renováveis, o hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis é tido em conta (§2 do artigo 7.º) e que, de outro passo, a mesma Diretiva vem dispor que as garantias de origem devem especificar, entre outros elementos, que se a garantia de origem se refere a: i) eletricidade, ii) gás, incluindo o hidrogénio, ou aquecimento ou arrefecimento para efeitos de prova ao consumidor final. Ademais, o conceito de “Armazenamento de energia”, tal como inscrito na Diretiva da Eletricidade, parece dispensar que uma instalação de *power-to-gas* promova a reconversão³².

Noutro plano, não é de excluir que se venham a desenhar regimes de apoio através da instituição de uma obrigação de aquisição, pelos comercializadores, de um limiar mínimo percentual de *green gas*, um pouco à semelhança das obrigações de incorporação de biocombustíveis no setor dos transportes e do modelo adotado no Reino Unido para a promoção da eletricidade renovável. O que, por sua vez, deve ser avaliado no quadro das atuais preferências dos consumidores que, segundo o Eurobarómetro sobre “*Attitudes of European citizens towards the environment*”³³, vêm relevando inclinação crescente para produtos e serviços social e ecologicamente sustentáveis, o que contribui para a almejada descarbonização.

Neste quadro, as obrigações de rotulagem e a certificação da origem da produção são fundamentais nos mercados energéticos (*consumer empowering information*) e um fator diferenciador entre comercializadores, no âmbito de um segmento de mercado competitivo, podendo, inclusivamente, conduzir à celebração de contratos de aquisição de energia renovável entre comercializadores e produtores (*Corporate Renewable Power Purchasing Agreements*).

A expansão deste mercado, por sua vez, requer uma regulação harmonizada não só ao nível do acesso às redes e demais infraestruturas, bem como do planeamento que tenha em conta análises de custo-benefício de novos investimentos, como se depara historicamente com *standards* heterogêneos de

³² Ruven FLEMING, GJIS KREEFT – «Power-to-Gas and Hydrogen for Energy Storage under EU Energy Law», *European Energy Law Report*, Volume XIII, Intersentia, 2020, pp. 101-123.

³³ Disponível em: https://ec.europa.eu/commfrontoffice/publicopinion/archives/ebs/ebs_365_sum_en.pdf.

qualidade do gás (baseados na composição química) fixados no plano nacional que tendem a dificultar a interoperabilidade, o que pode constituir uma barreira ao desenvolvimento do mercado europeu³⁴.

O *European Committee for Standardization* publicou informação, sem estabelecimento de um valor vinculativo, no sentido de que o valor máximo admissível de concentração nos sistemas de gás natural pode alcançar até 10%³⁵ e o Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, obriga os operadores das redes de transporte a assegurar que termos e condições acordados no âmbito das interligações que incluam princípios aplicáveis à medição da quantidade e qualidade do gás³⁶. Todavia, as obrigações previstas neste Regulamento, nomeadamente no que se refere à qualidade do gás, não prejudicam as competências dos Estados-Membros³⁷, que podem exigir que a publicação de normas técnicas no que se refere às normas de ligação à rede que incluam requisitos de qualidade, odor e pressão do gás³⁸.

Pelo que, segundo aquele mesmo Regulamento (UE), resta o possível acionamento de mecanismos gestão das restrições ao comércio transfronteiriço em caso de diferenças de qualidade do gás. O que não permite, contudo, antecipar respostas imediatas aos problemas suscitados.

É neste quadro, com alguma volatilidade possível, e sem prejuízo das medidas de integração do mercado (exercício de *mirroring* face à atualização da legislação elétrica) que é equacionada a atualização político-legislativa do gás.

O *European Green Deal*, a julgar pela sua comunicação de lançamento, contribuirá com elementos definitórios neste âmbito quando concretizar, designadamente, a “*Strategy for smart sector integration*” que prevê no domínio energético.

³⁴ O valor publicado pelo *European Committee for Standardization* (Anexo E do Standard EN 16726:2015) não é vinculativo e o Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, ressalvando as competências dos Estados-Membros, apenas permite o acionamento de mecanismos gestão das restrições ao comércio transfronteiras em caso de diferenças de qualidade do gás, com prazos dilatados.

DIRK VAN EVERCOOREN – “The EU Approach to the Regulation of Guarantees of Origin”, *European Energy Law Report*, Volume XIII, Intersentia, 2020, pp. 197-218

³⁵ Anexo E do Standard EN 16726_2015 do *European Commission for Standardization*, também referido no EN16723-1.

³⁶ Artigo 3.º do Regulamento (UE) 2015/703.

³⁷ Considerando 5 do Regulamento (UE) 2015/703.

³⁸ Artigo 20.º da nova Diretiva das Renováveis.

3. Notas Finais

As políticas públicas prosseguidas na Europa nas últimas décadas permitiram mercados concorrenciais, uma integração europeia relativamente harmonizada e, em especial, a concessão de apoios públicos à produção de energia a partir de fontes renováveis que, aliadas à descentralização da produção e ao desenvolvimento tecnológico, permitiram a transição energética em curso³⁹.

Hoje, as tradicionais preocupações em torno da segurança do abastecimento – dada a desproporção entre a (exígua) dimensão de recursos fósseis europeus e as (enormes) necessidades de consumo – são superadas pelas preocupações com a natureza extremamente poluente dos recursos fósseis, e ambas concorrem no sentido da promoção dos recursos endógenos renováveis.

A prioridade tem sido dada ao setor elétrico, que se afigura capaz de contribuir decisivamente para a descarbonização da sociedade. O recém-aprovado *Clean Energy Package*, nesta linha, veio atualizar o quadro político-legislativo europeu (*policy*), introduzindo metas renováveis mais ambiciosas face aos anteriores objetivos (20-20-20), reforçar o mercado interno da energia, num quadro de competitividade e promovendo soluções de desintermediação e de democratização do acesso à energia, dotando o mercado de instrumentos que se afiguram adequados a acelerar a transição energética em curso.

O futuro reservado aos vetores não elétricos, que constituem fontes primárias de energia fóssil, encontra-se menos estabilizado. Sendo indispensável o seu contributo para a descarbonização num prazo realista, dado o enorme peso que assumem na matriz energética, os dados disponíveis parecem apontar para que, também estes, se tornem tão verdes quanto possível. A nova Diretiva das Renováveis, que integra o *Clean Energy Package*, estabelece metas que apontam para níveis incrementais de incorporação de biocombustíveis no setor dos transportes. E o papel reservado ao gás natural, uma vez adiado o quarto “pacote do gás”, parece passar pela integração de gases descarbonizados, onde se poderá incluir o despontar da aposta no *green hydrogen* e no *power-to-gas*.

Em todo o caso, em matéria de políticas públicas na área da energia, como em múltiplas outras áreas, o desenho do mercado dos vetores não elétricos será, certamente, influenciado pela concretização do *European Green Deal*, que também ditará alguns ajustamentos ao setor elétrico.

O futuro poderá passar, tanto quanto se consegue perspetivar, como o exemplo do despontar do hidrogénio evidencia, por uma crescente integração sectorial dos diferentes vetores energéticos (*sector*

³⁹ I. PÉREZ-ARRIAGA, Christopher KNITTEL (coord.) – *Utility Of The Future, An Mit Energy Initiative Response To An Industry In Transition*, Massachusetts Institute of Technology, December 2016, pp. 9-12.

coupling) de molde a salvaguardar não só a segurança do abastecimento e resultados economicamente mais eficientes, mas também a sustentabilidade ambiental e social. A concretização destes objetivos ecológicos e energéticos, por sua vez, implicará um elevadíssimo volume de investimentos⁴⁰ e a própria reorganização da economia, com impacto em diversos mercados e na própria sociedade.

É esta, em boa medida, no que respeita ao binómio energia-ambiente, a dimensão do desafio lançado no início dos novos anos 20.



⁴⁰ Os objetivos implicam investimentos anuais estimados adicionais de €260 mil milhões, cerca de 1.5% do produto interno bruto em 2018 – cf. Comunicação “*United in delivering the Energy Union and Climate Action - Setting the foundations for a successful clean energy transition*” COM(2019) 285.

■ Transição Energética: Enquadramento e Desafios¹

Introdução

A transição energética, um outro nome para a eletrificação da economia, traz novos e relevantes desafios ao setor energético².

Depois de décadas de predominância do petróleo, o setor energético move-se dos hidrocarbonetos para os eletrões³. Vários indicadores apontam para um substancial crescimento da eletricidade no *mix* energético, capaz de substituir a hegemonia do petróleo⁴.

A inovação tecnológica e as políticas públicas de apoio às fontes de energia renováveis criaram condições para que a eletricidade aumentasse significativamente o seu papel nos mercados da energia⁵. Por sua vez a eletricidade é especialmente versátil, podendo ser utilizada para múltiplos fins, como a introdução dos veículos elétricos tem demonstrado. E, sobretudo, a eletrificação da economia contribui decisivamente para a descarbonização da sociedade, traz maior segurança de abastecimento a países sem abundância de recursos fósseis endógenos e é, hoje, inclusivamente, cada vez mais competitiva.

Este artigo procura mapear o efeito da substituição das fontes de energia existentes por outras formas de energia e os desafios inerentes que resultam numa alteração do quadro energético global.

¹ Artigo anteriormente publicado em *Revista Videre*, Dourados, Brasil, MS, v.11, n.22, jul./dez. 2019, pp. 143-153.

² Sobre o mesmo tema *vd.* Filipe MATIAS SANTOS – “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, Carla AMADO GOMES, Francisco PAES MARQUES – *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, Conference Proceedings, ICJC/CIDP, Faculdade de Direito de Lisboa, 2018, p. 51-63.

³ Henry TRICKS – «Clean power is shaking up the global geopolitics of energy», *The Economist*, 15 Mar 2018.

«Royal Dutch Shell and Total flirt with becoming utilities», *The Economist*, From Mars to Venus, 28 Mar 2018.

⁴ Em Portugal, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica RNC2050 preveem que a eletricidade, que hoje ocupa pouco mais de 25% da energia consumida, passe a ser dominante, substituído o petróleo.

⁵ Ignacio PÉREZ-ARRIAGA, Christopher KNITTEL (coord.) – *Utility Of The Future, An Mit Energy Initiative Response To An Industry In Transition*, Massachusetts Institute of Technology, December 2016, pp. 9-12.

1. Transição Energética

1.1 A perspectiva do fim da “era do petróleo”

Desde a revolução industrial que são os combustíveis fósseis fazem mover as economias. Entre outras *commodities* existentes, o petróleo exerceu crescentemente um papel central, sendo considerado um dos mais importantes recursos naturais existentes. De facto, comparando com outros recursos fósseis, tais como o carvão e o gás natural, o petróleo é mais potente, fácil de transportar e armazenar e capaz de ser transformado em diferentes produtos (combustível e produtos).

A denominada “era do petróleo” foi caracterizada pela concentração e por geopolítica. A Standard Oil Company, fundada por John D. Rockefeller, uma das primeiras e maiores empresas multinacionais do mundo, controlou inicialmente o mercado de produtos petrolíferos⁶. Depois de 14 de maio de 1911, quando o *US Supreme Court* decidiu a dissolução da *Standard Oil Company* por considerar que estava em violação das regras de concorrência (*The Sherman Antitrust Act*⁷), a indústria petrolífera foi fortemente influenciada (desde meados de 1940 até meados de 1970) pelas conhecidas “*seven sisters*”, ou seja, as companhias petrolíferas multinacionais do “Consórcio do Irão”. Apenas quatro dessas empresas ainda subsistem (BP, ExxonMobil, Chevron (Texaco) e Royal Dutch Shell), competindo, principalmente, contra o OPEC (cartel de petrolíferas) e contra algumas das maiores companhias petrolíferas detidas por Estados⁸.

A relevância do petróleo estendeu-se ao mundo jurídico e levou à materialização de uma doutrina que invoca a existência da “*lex petrolea*”⁹ como um regime distinto e distintivo que regula (ou que pretende regular) as relações e a transição petrolífera internacional, aplicável juntamente com as leis nacionais e internacionais.

⁶ Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry, Management, Strategy & Finance*, PennWell, USA, 2011, Pages 3-6 and 53-78. Another interesting fact is that Standard Oil was one of the first companies which began to employ lawyers in their business (in-house lawyers), establishing one of the first legal departments – cf. European Company Lawyers Association – *Celebrating 30 years of ECLA* (About ECLA: a European Lawyers’ History), 26 September 2013

⁷ Horace Lafayette WILGUS – *The Standard Oil Decision: The Rule of Reason*, University of Michigan Law School Scholarship Repository, disponível em:

<https://repository.law.umich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1924&context=articles>

⁸ Bassam FATTOUH, Rahmatallah POUDINEH, Rob WEST – *The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?*, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2018. Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry, Management, Strategy & Finance*, PennWell, USA, 2011, Pages 69, 367-367 and 442-444.

⁹ Sobre a existência da “*lex petrolea*”, numa visão crítica: Terence DAINITH – *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 10, Issue 1, 1 March 2017, Pages 1-13.

Contudo, não é um grande risco ditar o fim da “era do petróleo”, tal como a conhecemos. Com efeito, não obstante o petróleo evidenciar resiliência – tendo sobrevivido à energia atômica – é mais provável que atualmente estejamos a viver uma transição energética¹⁰. Devido a várias razões, verdadeiros *game changers*, os mercados energéticos estão a mudança acelerada. As fontes de energia existentes estão a ser substituídas por outras formas de energia, alterando totalmente o quadro energético global.

Como consequência e sem que isso constitua uma surpresa, um crescente número de companhias petrolíferas estão a rever e a relançar as suas estratégias de negócio e de comunicação (para ficarem mais “verdes”) e a orientar o seu negócio para a eletricidade¹¹, sem prejuízo de, num jogo duplo, manterem ou até aumentarem os seus investimentos no *upstream*¹².

1.2 O apoio às renováveis no contexto europeu

No contexto Europeu o apoio às energias renováveis, entendidas como novas fontes (alternativas às convencionais), na sequência das crises do petróleo¹³, tem sido justificado no universo europeu por razões de ordem energética, geopolítica e ambiental, dada a instrumentalidade destas fontes alternativas¹⁴ para a garantia de abastecimento e inerente redução da dependência face aos países produtores, bem como o seu contributo para a sustentabilidade em virtude da inerente redução das emissões de CO₂ (descarbonização), evitando a vaticinada *tragedy of the commons*¹⁵.

¹⁰ Henry TRICKS – «Clean power is shaking up the global geopolitics of energy», *The Economist*, 15 Mar 2018.

«Royal Dutch Shell and Total flirt with becoming utilities», *The Economist*, From Mars to Venus, 28 Mar 2018.

¹¹ A petrolífera norueguesa “Statoil” mudou a firma para “Equinor” e passou a explorar fontes renováveis (vento e sol). Também a empresa dinamarquesa “Dong Energy” alterou a denominação social para Ørsted. A empresa gasista “Gas Natural Fenosa” denomina-se, presentemente, de “Naturgy”. Empresas petrolíferas como a Total, a Repsol, a Shell ou a CEPSA estão a desenvolver recursos renováveis e/ou entraram no fornecimento de eletricidade

¹² A Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prevê que o uso de recursos fósseis para produção de eletricidade atinga o valor máximo em 2025 e decresça inexoravelmente depois disso – cf. Ignacio PÉREZ-ARRIAGA, Christopher KNITTEL (COORD.) – *Utility Of The Future, An MIT Energy Initiative Response To An Industry In Transition*, Massachusetts Institute of Technology, December 2016, pp. 8,

¹³A primeira, em 1973, desencadeada num contexto de *deficit* de oferta que teve como pano de fundo o conflito israelo-árabe (Guerra do Yom Kippur) e o posicionamento da Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP) face à posição tomada pelos Estados Unidos da América. A segunda, já nos anos 80, no contexto da guerra entre dois dos maiores produtores de petróleo, o Irão e o Iraque, o que conduziu à redução da produção e, conseqüentemente, ao aumento dos preços. Apenas no final da década de 1980 a promoção da integração dos mercados energéticos nacionais num verdadeiro mercado interno da energia passou a estar na agenda do Conselho da União Europeia. Cf. José Carlos Vieira de ANDRADE, Rui de FIGUEIREDO MARCOS (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Instituto Jurídico, Coimbra, 2013, pp. 26-34; Filipe Matias SANTOS «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016, pp. 33-55; Flávio G. I. INOCÊNCIO – *A Organização dos Países Exportadores de Petróleo: o caso de Angola*, Lisboa, Chiado Editora, 2015.

¹⁴ Susana Tavares da SILVA – *Direito da Energia*, 2011, Coimbra, pp. 99-103

¹⁵ Garrett HARDIN – *The Tragedy of the Commons*, *Science*, December 13, 1968, Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 62, 443-479, Jorge Eduardo Figueiredo DIAS, «A certificação e a eficiência energética dos edifícios», *Temas de Direito da Energia*, Cadernos o Direito, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008, pp. 140-141.

É incontroverso que a Europa dispõe de recursos fósseis manifestamente insuficiente para as suas necessidades e, também, que a sua utilização é extremamente poluente. Neste contexto, as advertências relativas à segurança do abastecimento e às alterações climáticas globais têm um papel importante na promoção das energias renováveis, de forma a atingir a descarbonização. Estas preocupações de segurança de abastecimento e de sustentabilidade ambiental correspondem, mesmo, a dois dos três objetivos do conhecido *energy trilemma*¹⁶.

Assim, o primeiro Livro Verde sobre a implementação do mercado interno da energia¹⁷, que remota a 1998, realçava como um dos três vetores principais que fosse alcançado um equilíbrio satisfatório entre a competitividade da energia e as questões ambientais¹⁸. E no plano do direito positivo, desde então, é visível a influência política dos movimentos ambientalistas iniciada na década de 90 (Rio, 1992 e Quioto, 1997). A aposta passou pelo desenvolvimento de fontes de energia renovável na produção de eletricidade (Diretiva 2001/77/CE, de 27 de setembro), bem como pelos processos de co-geração (Diretiva 2004/8/CE, de 11 de fevereiro)¹⁹ e teve reflexos visíveis no denominado “segundo pacote” energético, de 2003, que integra as Diretivas n.º 2003/54/CE e n.º 2003/55/CE, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural²⁰.

No início do virar do novo século foi aprovada a primeira Diretiva relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado. A Diretiva n.º 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro de 2001, que veio exigir metas nacionais, ainda que indicativas, posteriormente revogada pela Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do

¹⁶ Joan MACNAUGHTON – *Climate-Energy Security Nexus: Role of Policy in Building Resilience to Climate Change*, World Energy Council, 4 November 2015. Sobre o aumento crescente do foco da indústria de *oil & gas* na segurança e ambiente vd. Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011, pp. 157-158, 160-161, 289, 394, 428-451, 463, 465 and 536-553.

¹⁷ COM/88/238.

¹⁸ Per Ove EIKELAND – *The Long and Winding Road to the Internal Energy Market – Consistencies and inconsistencies in EU policy*, FNI Report 8/ 2004.

¹⁹ SILVA, Susana Tavares da – *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, pp. 80-81.

²⁰ Sobre a evolução legislativa da energia no contexto europeu vd. Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017, ERSE, 2016; Sami ANDOURA, Jean-Arnold VINOIS – *From the European Energy Community to the Energy Union, a policy proposal for the short and the long term*, Studies and Reports, Notre Europe, Jacques Delors Institute, janeiro de 2015; Angus JOHNSTON, Guy BLOCK – *EU Energy Law*, Oxford, 2012; Christopher W. JONES – *EU Energy Law, The Internal Energy Market*, Vol. I, Claeys & Castels, 2006; Rafael LEAL-ARCAS – «The creation of a European Energy Union», *European Energy Journal*, Volume 5, Issue 3, August 2015.

Conselho, de 23 de abril de 2009. Esta última Diretiva instituiu a obrigatoriedade dos Estado-membro aprovarem Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis (art. 4.º da Diretiva n.º 2009/28/CE, de 23 de abril²¹).

Neste novo enquadramento, em nome da descarbonização, foram permitidas ajudas de Estado às renováveis, passando o Estado a assumir um papel de Estado-incentivador e facilitador. Aos produtores de energia elétrica de fonte renovável, em regime especial, foram atribuídos os direitos de prioridade de injeção na rede e preços administrativos garantidos (através de um esquema *feed in tariffs*, também conhecido pelo acrónimo *FIT*, que historicamente se traduz num sobrecusto a pagar por todos os consumidores independentemente do seu comercializador)²².

Vale isto por dizer que foi reconhecida a necessidade do apoio público às fontes de energia renováveis, balizado também pelas Orientações para apoio às Renováveis de 2001, posteriormente, de 2008, mais recentes revistas em 2014²³. Tal orientação verifica-se também em matéria de auxílios estatais à proteção do ambiente, que, entre outras opções, têm em conta a necessidade de internalizar os custos externos da produção de eletricidade.

Num quadro de escassez de recursos endógenos, o diagnóstico da Comissão Europeia continuou a apontar para que a União Europeia não tem conseguido dar uma resposta suficiente à sua excessiva dependência face ao exterior em matéria energética, mantendo a posição de maior importador de energia do mundo, onde se praticam preços grossistas da eletricidade e do gás, respetivamente, 30% e 100% mais elevados do que nos Estados Unidos²⁴. A consciência do diagnóstico faz com que a promoção das fontes de energia renováveis (a par da eficiência energética e do relançamento do comércio de licenças de emissão), integrasse o objetivo estratégico da União da Energia de continuar a abandonar uma economia alimentada a combustíveis fósseis.

²¹ Carla Amado GOMES – «O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais», *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008; Carla Amado GOMES, Tiago ANTUNES – «O Ambiente e o Tratado de Lisboa: uma relação sustentada», *Actualidad Jurídica Ambiental*, 28 de maio de 2010, A União Europeia segundo o Tratado de Lisboa (aspectos centrais), Coord. Nuno PIÇARRA, Almedina, 2011; Leigh HANCHER, Adrien de HAUTECLOCQUE, Małgorzata SADOWSKA – «Report from Vienna Forum on European Energy Law», Vienna, 13 March 2015.

²² Em 2014, segundo dados da Agência Internacional da Energia (AIE) o apoio mundial às fontes renováveis atingiu 112 mil milhões de dólares.

²³ 2014/C 200/01.

²⁴ A União Europeia importa 53% da sua energia, com um custo anual de cerca de 400 mil milhões de euros e seis dos seus Estados-Membros dependem de um fornecedor externo único (Rússia) para todas as suas importações de gás; 75% do parque habitacional europeu é ineficiente do ponto de vista energético; 94% dos transportes dependem de produtos petrolíferos (90% dos quais importados) – *vd.* Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Estratégia europeia de segurança energética”, COM(2014)30; Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Eficiência energética e a sua contribuição para a segurança energética e o quadro político para o clima e a energia para 2030”, COM(2014)520.

Na sequência do Acordo de Paris, a iniciativa política de “União Energética” levou a União Europeia à aprovação o novo “Pacote Energia Limpa” da União Europeia²⁵, que inclui a recentemente publicada Diretiva (UE) n.º 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes. Esta nova Diretiva estabelece um regime comum para a promoção de energia de fontes renováveis, fixa uma meta vinculativa coletiva para a quota global de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2030 de 32% e estabelecendo, *inter alia*, regras relativas a apoios financeiros à eletricidade de fontes renováveis.

A eletrificação é, por sua vez, permitida pelos apoios concedidos que permitiram e incentivaram determinantemente o desenvolvimento de tecnologias associadas à geração da eletricidade renovável. Para tanto pesaram, não só as mencionadas razões ambientais, mas também, as preocupações com a segurança do abastecimento.

Dada a ausência de recursos endógenos em abundância, a aposta nas renováveis foi sempre vista na Europa, como noutras geografias de iguais características, como uma forma de reduzir a dependência energética face a Estados terceiros.

²⁵ O denominado “EU Clean Energy for all Europeans Package” integra oito atos legislativos, a saber: a Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis; a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, o Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE; Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação); o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação); a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação).

1.3 O desenvolvimento tecnológico

O terceiro objetivo do *energy trilemma*²⁶, a competitividade, foi alcançado pelo desenvolvimento tecnológico que beneficiou dos apoios concedidos às fontes de energia renováveis. Com efeito, as tarifas de venda elevadas recebidas pelos produtores renováveis permitiram a aposta nestas tecnologias.

O estado atual de maturidade das tecnologias associadas à geração da eletricidade renovável, pela sua eficiência e competitividade, é um ativo que em muito contribui para a eletrificação²⁷. Este fator é, ainda, reforçado pela expansão do mercado de gás natural liquefeito (GNL)²⁸ e do *shale gas*, que também são utilizáveis na produção de energia elétrica através de centrais de ciclo combinado (CCGT)²⁹.

Tudo isto ofereceu uma competitividade adicional à eletricidade face a outros vetores energéticos. O que permite tanto a um produtor de eletricidade a partir de fontes renováveis competir economicamente com os produtores que utilizavam fontes convencionais, como aumentou decisivamente a competitividade da energia elétrica de entre os diferentes vetores energéticos³⁰.

Outra consequência prende-se com a mudança de paradigma da produção. Historicamente, o sistema elétrico era caracterizado por grandes produtores que injetavam a energia produzida em muito alta tensão. O que deu lugar à produção, em menor escala, que injeta a energia um pouco por toda a rede, incluindo a rede de distribuição nos seus diferentes níveis de tensão. O advento da integração das várias fontes de energia renovável trouxe, portanto, um aumento de produção através de geradores de escala reduzida. É a chamada produção descentralizada, que inclui não só os parques eólicos e solares de relativa pequena dimensão (ao ponto de injetarem na rede de distribuição, e não na de transporte), mas também os pequenos geradores ligados diretamente aos consumidores (de que são exemplo os painéis solares que produzem energia para o proprietário de uma habitação).

²⁶ Joan MACNAUGHTON – *Climate-Energy Security Nexus: Role of Policy in Building Resilience to Climate Change*, World Energy Council, 4 November 2015. Sobre o aumento crescente do foco da indústria de *oil & gas* na segurança e ambiente vd. Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011, Pp. 157-158, 160-161, 289, 394, 428-451, 463, 465 and 536-553.

²⁷ O preço das tecnologias de produção eólica e solar decresceu 40 a 60% entre 2008 e 2014, e a iluminação LED cerca de 90% no mesmo período – cf. Ignacio PÉREZ-ARRIAGA, Christopher KNITTEL (COORD.) – *Utility Of The Future, An Mit Energy Initiative Response To An Industry In Transition*, Massachusetts Institute of Technology, December 2016, pp. 10.

²⁸ De acordo com os dados da Bloomberg, o crescimento da procura de gás natural liquefeito aumentou 25 milhões de toneladas (Mmtpa) em 2017 para um máximo 285 Mmtpa, registando o maior crescimento anual desde o incidente de Fukushima, em 2011, que levou ao aumento das importações do Japão.

²⁹ Alguns dos maiores países produtores de combustíveis, tal como a China, à sua maneira, estão a tentar fazer a transição de uma economia de energia intensiva para uma economia orientada para os serviços (o que significa um menor consumo de energia) e estão a utilizar renováveis e gás (nomeadamente Gás de xisto – *shale gas* – e a construir um gasoduto oriundo da Rússia).

³⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis>

A perspectiva de consumidores com maior capacidade de investimento poderem vir a ser fornecidos de eletricidade sem rede de energia elétrica (*off-grid*), através de equipamentos de geração próprios e apoiados em baterias, parece, hoje, menos distante. A possibilidade de os consumidores, isolada ou coletivamente, produzirem para autoconsumo e, com isso, diminuírem a sua dependência face à rede elétrica é uma realidade tecnológica³¹. A rede elétrica pode passar, para estes, a funcionar como *backup*³². As *energy communities*, denominadas de *comunidades de cidadão de energia*³³ e de *comunidades de energia renovável*³⁴, pelas novas Diretivas do mercado interno e da promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis energias renováveis, respetivamente, vêm dar um impulso significativo na promoção destas novas realidades.

Estamos, portanto, perante a introdução conceptual de uma inovação: casos de ténue distinção entre a procura e a oferta, uma vez que parte dos tradicionais consumidores são, agora, também, produtores (*prosumers*³⁵). Podem não só produzir para consumo próprio, como para vender através da injeção na rede. O que é potenciado pela inteligência artificial (*cognitive computing, big data, data exchange, cloud computing*), e a internet das coisas (*the internet of things*).

Paralelamente, a indústria dos transportes, que assume uma relevante interceção com o setor energético, era tradicionalmente movida exclusivamente a combustíveis fósseis. O que também está a mudar. Verifica-se um movimento de automatização e eletrificação do setor. Os veículos elétricos já não são apenas protótipos e, por razões de descarbonização (evitando escândalos relacionados com falsas emissões de baixo carbono), incentivos fiscais, inovação e crescimento do apetite de mercado por carros mais verdes, a procura pelos veículos elétricos está a crescer, o que significa maior consumo de energia elétrica e necessidade da existência de mais carregadores de veículos elétricos.

A transição energética ocorre, portanto, num contexto em que a produção e comercialização da energia já foi liberalizada, e é caracterizada não só pela prevalência da produção elétrica de baixo carbono, mas também por uma nova realidade ao nível dos sistemas energéticos, marcados pela digitalização³⁶.

³¹ CEER – Council Of European Energy Regulators - *Regulatory Aspects of SelfConsumption and Energy Communities*, CEER Report, C18-CRM9_DS7-05-03, 25 June 2019.

³² Local energy communities that operate a network should be regulated as a DSO and have the same obligations on service delivery and consumer rights – cf. Council Of Energy European Regulators (CEER) – *Renewable Self-Consumers and Energy Communities*, CEER White Paper series (paper # VIII) on the European Commission's Clean Energy Proposals, 27 July 2017.

³³ Artigo 16.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

³⁴ Artigo 22.º da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

³⁵ International Energy Agency – *Digitalization & Energy*, OECD/IEA, 2017, p. 89-100.

³⁶ Jorge VASCONCELOS – “The energy transition from the European perspective”, Vicente Lopez-Ibor (ed.), *Clean Energy – Law and Regulation*, Londres, Wildy, Simmonds & Hill Publishing, 2017.

2. Desafios no novo contexto

As novas realidades trazidas pela transição energética, que está em curso, acarretam inúmeros desafios, inclusivamente possíveis disrupções, que importa acautelar.

Desde logo, num contexto de produção distribuída, por natureza intermitente, é preciso não esquecer que o setor elétrico mantém-se essencialmente *network dependent* para a generalidade dos consumidores e a ligação física entre a procura e a oferta tem de ser garantida de forma instantânea (*balancing*)³⁷, mesmo em casos de *peak demand*, num quadro de armazenagem muito limitada e de possíveis congestionamentos (*bottlenecks*)³⁸.

Esta realidade gera um desafio acrescido de flexibilidade e resiliência para o sistema elétrico³⁹, uma vez que tipicamente as novas fontes são intermitentes. Isto é, as novas fontes de energia, tais como a solar e a eólica, por natureza, não são despacháveis nos termos em que o eram as fontes convencionais (ex. grande produção térmica). O que comporta inevitáveis preocupações com a *regularidade* e *continuidade* do serviço e com a segurança do abastecimento (*security of supply*).

Por sua vez, a menor utilização das redes elétricas, em volume de energia, acarreta que o custo unitário da utilização destas possa ser progressivamente maior. O que, no limite, poderia conduzir a um círculo vicioso (*death spiral*), que teria como principais prejudicados os consumidores com menor capacidade de investimento, por definição, mais totalmente dependentes da rede (*consumers divide*).

Paralelamente, não obstante alguns consumidores, com maior capacidade de investimento possam depender menos da rede (ou passar, inclusivamente, a atuar *off-grid*), o relativo sucesso do veículo elétrico traz novos consumos. O que, por sua vez, para além de trazer inevitáveis necessidades de investimento em edifícios e parques públicos, pode vir a provocar necessidades ao nível das redes elétricas que, como já vimos, têm de estar preparadas para o *peak demand*.

³⁷ O que é adensado pela sazonalidade (diária, semanal e anual) do consumo, bem como pela impossibilidade de armazenamento da eletricidade produzida em grandes quantidades (a preços comportáveis).

³⁸ Wolf SAUTER – *Public Services in EU Law*, Cambridge University Press, 2015, pp. 198-202.

³⁹ Daniel DOBBENI, Jean-Michel GLACHANT, Jean-Arnold VINOIS – «The new EU Electricity Package, repackaged as a Six Hands Christmas Wish List...», *Policy Briefs*, 2017/27, Florence School of Regulation, Energy, 2017.

Noutra perspetiva, as circunstâncias propiciam oportunidades. Os consumidores, com destaque para os industriais, estão a tornar-se energeticamente mais eficiente, utilizando tecnologias digitais e processos de automatização que conduzem a poupanças de significativas. E é possível que isso venha a acontecer, inclusivamente, “*beyond the plant fence*”, juntando operações industriais localizadas em sítios diferentes. Paralelamente, os edifícios estão a tornar-se mais inteligentes com o uso de sensores e algoritmos que programam o serviço de climatização⁴⁰, podendo passar a ser geridos por *aggregators*. Um menor consumo de eletricidade pode representar uma menor necessidade de investimento para cumprir o (*lower*) *peak load*, incluindo um menor investimento na capacidade das redes. Por sua vez, alguns consumidores podem estar disponíveis, mediante uma contrapartida financeira, para consumir menos em horas de escassez. Assim, tanto os *prosumers*, como os utilizadores de veículos elétricos e outros consumidores que disponham de dispositivos tecnológicos, a prazo, poderão vir a participar no sistema elétrico atuando de forma ativa no lado da procura (*demand-side response*). O que permitirá contrariar de forma mais significativa a cultura energética que, tradicionalmente, é centrada marcadamente no lado da oferta⁴¹. O que pode permitir oferecer respostas diferentes no equilíbrio dos mercados (*balancing*).

As infraestruturas, inclusive as redes elétricas, têm, pois, de ser continuamente adaptadas às novas realidades, procurando melhorar o seu desempenho e níveis de qualidade do serviço, num quadro de um modelo regulatório e tarifário que não crie barreiras a novos agentes e modelos de negócio.

Para tanto serão certamente necessários investimentos que promovam a melhor gestão da rede, favorecendo *redes inteligentes*, que sejam resilientes e estejam preparadas não só para responder ao desafio da flexibilidade mas, simultaneamente, às novas questões de privacidade e cibersegurança geradas pelo uso massivo de software e informação⁴², sem incrementar custos unitários em termos que potenciem o risco de *consumers divide*.

⁴⁰ International Energy Agency – *Digitalization & Energy*, OECD/IEA, 2017.

⁴¹ Jean-Marie CHEVALIER – *Les Grandes batailles de l'énergie*, Petit traité d'une économie violente, Collection Folio actuel (n° 111), Gallimard, 2004, p. 374, Filipe MATIAS SANTOS – “Contratualização de Eficiência Energética na Gestão da Procura, O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)”, Suzana TAVARES DA SILVA (coord.) – *Direito da Eficiência Energética*, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2017, pp. 609-634.

⁴² Davide SAVENIJE – «The 10 greatest challenges the utility industry faces today», Utility Dive, July 16, 2013.

3. Notas Finais

A transição energética vem reconfigurar o sistema energético tal como o conhecemos. O previsível fim da “era do petróleo” pode vir a dar lugar a uma maior eletrificação da economia.

O desenvolvimento tecnológico e os continuados apoios às energias renováveis permitiram que aqui se chegasse. No quadro do *energy trilemma*, as escolhas dos consumidores e o desenvolvimento dos mercados ditarão o futuro.

Ao mesmo tempo, a transição energética acarreta múltiplos desafios ao setor elétrico para os quais as respostas possíveis ainda não estão testadas. O mundo da energia, e o da eletricidade em particular, vão complexificar-se. Estados, reguladores, agentes e consumidores terão de ajustar-se no âmbito de um quadro normativo também ele em necessária mudança.



■ The Regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies¹

Introduction

The energy sector is changing. After decades of petroleum dominance, the energy core businesses are moving from hydrocarbons to electrons².

The ongoing energy transition is shaped by i) the growth of decentralised renewables sources; ii) the role of electric vehicles; iii) smart demand response; and iv) the blurring distinction between supply and demand. At the same time, the grid also needs to change to cope with the so-called fourth industrial revolution.

In the first part of this article, these four key elements of the transformation of the power system are identified and briefly explained.

Keeping in mind these challenges, the second part of the paper forecasts how energy regulators may address them. At this stage, the paper will outline the role that energy regulators may have in promoting capital investments in digital infrastructures; facilitating and deploying distributed energy resources, prosumers and storage, whilst considering privacy and cybersecurity issues; empowering consumers and promoting the achievement their expectations; enhancing demand side response; promoting energy efficiency and enabling market conditions for the deployment of electric vehicles.

1. Energy Transition

Since the Industrial Revolution, fossil fuels have powered economies. Among the different energy commodities, petroleum increasingly played the central role, being the most important natural resource. In fact, comparing to other fossil resources like coal or natural gas, petroleum is powerful, easy to ship, easy to store and easy to turn into different products (fuel and products).

The “petroleum age” has been characterised by concentration and geopolitics. Standard Oil Company, founded by John D. Rockefeller, one of the world's first and largest multinational corporations, dominated

¹ Artigo anteriormente publicado em Carla AMADO GOMES, Francisco PAES MARQUES (coord.) – *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63.

² Henry TRICKS – «Clean power is shaking up the global geopolitics of energy», *The Economist*, 15 Mar 2018.

«Royal Dutch Shell and Total flirt with becoming utilities», *The Economist*, From Mars to Venus, 28 Mar 2018.

the oil products market initially³. After 14 May 1911, when the US Supreme Court ordered the dissolution of Standard Oil Company, ruling it was in violation of the Sherman Antitrust Act⁴, the petroleum industry was most influenced (from the mid-1940s to the mid-1970s) by the so-called “seven sisters”, i.e. the multinational oil companies of the “Consortium for Iran”. Four of these supermajors companies remain (BP, ExxonMobil, Chevron (Texaco), and Royal Dutch Shell), competing mostly against OPEC (oil cartel) and some relevant state-owned oil companies⁵.

The relevance of petroleum in the legal world led to the materialisation of doctrine to evoke the existence of a “*lex petrolea*”⁶ as a distinct, and distinctive, group of rules that govern (or might govern) international petroleum transactions and relationships, alongside applicable national and international law.

However, it is not a big risk to stay that this “petroleum age” has, in fact, run its course. Despite the fact that petroleum is resilient – it has already “survived” atomic energy – it is most likely that we are experiencing an important energy transition⁷. For a large variety of reasons, energy markets are changing. Existing sources are being replaced by new forms of energy, changing the global energy mix. Some of the game changers are worth mentioning. It is incontrovertible that fuel fossils provoke pollution and that one day they will be depleted. On these grounds, climate global warning plays a relevant role in the promotion of renewable sources, in order to achieve decarbonisation (cf. Paris Agreement and EU Clean Energy for all Europeans Package⁸), which is in line with the environmental sustainability concerns (the third goal of the so-called “energy trilemma”⁹). Another relevant driver is that renewable electricity generation

³ Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011, Pages 3-6 and 53-78. Another interesting fact is that Standard Oil was one of the first companies which began to employ lawyers in their business (in-house lawyers), establishing one of the first legal departments – cf. European Company Lawyers Association – *Celebrating 30 years of ECLA* (About ECLA: a European Lawyers’ History), 26 September 2013

⁴ Horace Lafayette WILGUS – *The Standard Oil Decision: The Rule of Reason*, University of Michigan Law School Scholarship Repository, <https://repository.law.umich.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1924&context=articles>

⁵ Bassam FATTOUH, Rahmatallah POUDINEH, Rob WEST – *The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?*, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2018. Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011, Pages 69, 367-367 and 442-444.

⁶ About “*lex petrolea*” in a critical review cf. Terence DAINTITH – *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 10, Issue 1, 1 March 2017, Pages 1-13.

⁷ Henry TRICKS – «Clean power is shaking up the global geopolitics of energy», *The Economist*, 15 Mar 2018.

«Royal Dutch Shell and Total flirt with becoming utilities», *The Economist*, From Mars to Venus, 28 Mar 2018.

⁸The Clean Energy Package for all Europeans Package includes legislative proposals for a Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast); amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency; proposal for a Regulation on the Governance of the Energy Union (amending diverse Directives); proposal for a Directive and a Regulation on the internal market for electricity (recast); Proposal for a Regulation on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC; and a Proposal for a Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast). It also includes a Proposal amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings, which has already been published (new Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency).

⁹ Joan MACNAUGHTON – *Climate-Energy Security Nexus: Role of Policy in Building Resilience to Climate Change*, World Energy Council, 4 November 2015. About the increasing focus oil industry on safety and the environment *vd.* Andrew INKPEN, Michael H. MOFFETT – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011, Pages 157-158, 160-161, 289, 394, 428-451, 463, 465 and 536-553.

technologies have matured. Nowadays, they are efficient and competitive. At the same time, natural gas markets, through LNG¹⁰ and shale gas, are expanding. Renewable sources as well as natural gas (in efficient combined-cycle power plants - CCGT) can both be used to produce electricity. So electricity, which can be generated by many different sources, and contribute to decarbonising the economy, is playing an increasing role in energy markets. Electricity is safety, secure and multi-purpose, as the growing role of electronic equipment, home appliances and electric vehicles demonstrate¹¹. The electrification of society can be a matter of lifestyle too. Finally, some of the biggest oil consumer countries, like China, are attempting to make a transition from an energy intensive to a service-led economy (which means less energy consumption) and are deploying renewables and gas (namely shale gas and a pipeline from Russia).

Thus, the energy core businesses are moving from hydrocarbons to electrons (electricity is to become – by far – ‘The’ energy driver for the coming decades)¹². There is a decarbonisation-growth of decentralised renewable generation in the energy mix, energy efficiency and conservation matters are growing and R&D is being undertaken on energy storage solutions. Unsurprisingly, therefore, a growing number of oil companies are creating rebranding strategies (to become “greener”) and making a business orientation towards electricity¹³.

This electrification enhancement is fed by (decentralised) renewable sources, based on an endless number of producers. This means that, compared to the “petroleum age”, access to energy is increasingly going to be competitive, harder to monopolise. At the same time, the traditional dependence on grids to connect generation to consumption may be decreasing, without prejudice of the grid’s relevance in terms of the cooperation between regions and communities.

In parallel, the grid also needs to change in response to the current movement: industry 4.0, the so-called fourth industrial revolution. The world has achieved much with mechanisation, waterpower, steam power (first industrial revolution), with mass production, assembly line, and electricity (second industrial revolution), with the introduction of computers and automation (third industrial revolution)

¹⁰ According to Bloomberg data, there was record LNG demand growth in 2017. Global LNG demand rose 25 million metric tons per annum (Mmtpa) in 2017 to reach 285MMtpa, recording the highest annual growth since the Fukushima incident in 2011 that resulted in a surge in Japan’s LNG demand.

“Global imports of LNG will set a new record this year on the back of 7.2% growth. A further surge in demand to 2030 will be driven by environmental measures in China, rising power generation in South and Southeast Asia, and a reduction in domestic gas production in Europe.”

¹¹ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA, *Regulation of the Power Sector*, Springer Link, 2013.

¹² Daniel DOBBENI, Jean-Michel GLACHANT, Jean-Arnold VINOIS – «The new EU Electricity Package, repackaged as a Six Hands Christmas Wish List...», *Policy Briefs 2017/27*, Florence School of Regulation, Energy, 2017

¹³ “Statoil”, the Norway national oil company, is now “Equinor”, and is developing not only oil & gas, but also wind and solar energy around the world. The same with the Danish “Dong Energy” rebranded to Ørsted. The Spanish company “Gas Natural Fenosa” is now “Naturgy”. Oil companies like Total, Repsol and Shell are deploying renewable resources and/or investing in electricity supplier companies.

and, now, it is dealing with the progress made by cyber-physical systems. This brings artificial intelligence, cognitive computing, big data, data exchange, cloud computing, the internet of things, etc. Naturally, the electricity grids must take advantage of these new advances.

At this point, four key elements of the transformation of the power system can be identified¹⁴. Firstly, growth of decentralised renewables sources. Secondly, the rollout of smart charging of electric vehicles. Thirdly, the smart demand response and its relevance in the balancing market. Lastly, the blurring distinction between supply and demand (consumers have started to produce electricity in order to consume and to sell, injecting it into the grid, and have transmuted into “prosumers”).

The advent of the integration of variable renewable sources brought a rise in small-scale distributed generation¹⁵, which is “greener”, more competitive and more secure (reducing external dependence and minimising security of supply risks) but, unfortunately, it is also intermittent. As a matter of fact, new resources like solar, and wind power are considered non-dispatchable because their electrical output cannot be used at any given time to meet society’s fluctuating electricity demands, and the grid requires a permanent balance between injection and consumption. The R&D being carried out on new ways of storage hope to mitigate or even overcome intermittency disadvantages.

The transport industry, with relevant intersection with energy markets, traditionally moved by fossil fuels, is also changing. There is an automatization and electrification movement. Electric vehicles are no longer prototypes and for reasons of decarbonisation (avoiding scandals with false low carbon emissions), tax incentives, innovation and market appetite for the greener cars, electric vehicles sales are growing, meaning more electricity consumption and smart charging of electric vehicles are needed.

Traditionally, energy market regulation is focused on the supply-side. However, attending to the *total cost of ownership* concept, new investments can be quite efficient considering their *payback* period. Industry is becoming more efficient, using digital technologies and automatization processes that could lead to further energy savings with shorter payback periods. And that is possibly going to be done “beyond the plant fence”, connecting industrial operations based in different locations. Buildings are getting smarter using sensors and algorithms that auto-programme heating and cooling services¹⁶. Less electricity consumption could represent a lower investment need in order to fulfil the (lower) peak load, including less investment in grid capacity. Some consumers can be available, in return for payment, to consume less during peak hours in case of scarcity. Demand-side response is taking on a bigger role

¹⁴ International Energy Agency – *Digitalization & Energy*, OECD/IEA, 2017, p. 89-100.

¹⁵ Not only wind and solar plants, but also bioenergy power plants, small solar-cell power plants, small wind turbines, rooftop solar cells arrays, micro turbines.

¹⁶ International Energy Agency – *Digitalization & Energy*, OECD/IEA, 2017.

in electricity markets. Under these circumstances, smart demand response could be relevant in the balancing markets.

Lastly, the integration of decentralised variable renewable sources mentioned above makes anyone a potential producer. Matching this reality with the possible participation of smart demand-side response, magnified by the industry 4.0 movement, it is not hard to understand that there is a blurring distinction between supply and demand and that some consumers become producers (“prosumers”). The more optimistic believe that peer-to-peer trading will be a reality, making use of blockchain. Final customers could organise themselves in local energy communities and be relatively independent from the grid, using the (traditional) system only as a backup¹⁷. In this context, adequate smart metering is crucial to active consumption needs without cross-subsidisation¹⁸.

As a punctual conclusion, one can say that these key elements bring with them the need for additional flexibility measures, a better grid, helped by new technologies and regional cooperation¹⁹, in parallel to a dis-intermediation phenomenon of energy services.

2. Regulatory Challenges

The energy sector is changing, as illustrated above. Driven by technological changes, new business models, behaviour insights applied to policies, and a decarbonisation agenda, it is expected that power markets will be increasingly flexible, more decentralised and interdependent, where suppliers (and aggregators) may offer differentiated services to consumers in a more diverse commercial environment. Innovation of existing services may flourish in retail (switching services, apps), favoured by the use of smart devices, demand response services and the increased capability of energy storage and efficiency business models.

Consequently, energy regulation, traditionally focused on the grids, will continue to play a role especially in terms of the cooperation between regions and communities. However, the centre of gravity is moving and energy regulators, naturally, should be capable of addressing the new challenges.

¹⁷ Local energy communities that operate a network should be regulated as a DSO and have the same obligations on service delivery and consumer rights – cf. Council Of Energy European Regulators (CEER) – *Renewable Self-Consumers and Energy Communities*, CEER White Paper series (paper # VIII) on the European Commission’s Clean Energy Proposals, 27 July 2017.

¹⁸ Council Of Energy European Regulators (CEER) – *Renewable Self-Consumers and Energy Communities*, CEER White Paper series (paper # VIII) on the European Commission’s Clean Energy Proposals, 27 July 2017.

¹⁹ Daniel DOBBENI, Jean-Michel GLACHANT, Jean-Arnold VINOIS – «The new EU Electricity Package, repackaged as a Six Hands Christmas Wish List...», *Policy Briefs*, 2017/27, Florence School of Regulation; Energy, 2017.

The traditional core national regulatory tasks are centred on the grids. According to European law, most of the national regulatory powers are related to the grid. For instance, regulators fix the network tariffs (allowed revenues, preventing cross-subsidies), assure third-party access to the grid, monitor investment plans of grid operators, certify transport system operators (preventing conflicts of interest), prevent grid congestion (network bottlenecks), and implement capacity allocation mechanisms. At European level, the regulators' role, within ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators, is also focused on the grids. Cross-border issues and disputes related to interconnections, Projects of Common Interest (i.e. incentives for new cross-border infrastructure), Network Codes (regulating the grid and interconnections) and the ten-year network development plan, as well benchmarking, are some of the most relevant European tasks.

The energy transition and changes previously mentioned that are reshaping the power sector demand a regulatory response. Anticipating the process, possibly regulators could²⁰ accurately promote capital investments in digital infrastructure, facilitate distributed energy resources, prosumers and storage (whilst considering privacy and cybersecurity issues), empower consumers and promote the achievement of their expectations, enhance demand side response, promote energy efficiency and enable market conditions for electric vehicles.

As regulators have the responsibility to fix the network tariffs, they may promote capital investments in digital infrastructure, giving the right incentives for the deployment of smart grids (including meters). This means a bidirectional communication grid. The new investments must be well scrutinised, according to reliable cost-benefit analyses and payback periods.

Incentives and regulations could also be designed in order to facilitate distributed energy resources, “prosumers” and storage. Enhancing a better grid operation and eliminating barriers, customers may achieve cost reductions and reduce environmental impacts.

It should not be forgotten that all these changes imply a huge use of software and data, including personal data. Therefore, privacy and cybersecurity concerns should be considered by energy regulators in their activities.

Regulators should also be able to understand the world of active consumers, for whom personalisation and the “internet of things” is important. Consumer rights should be protected and enforced through penalties and fines. Differentiated services should be incentivised, enabling the customer to choose additional services (e.g. using apps to remotely control energy at home) or be paid for some service (e.g. selling energy produced by local consumers or availability to not consume in capacity markets).

²⁰ Regarding regulator challenges, see Davide SAVENIJE – «The 10 greatest challenges the utility industry faces today», Utility Dive, July 16, 2013.

Demand-side response should be facilitated by regulators. To achieve this goal, regulators may approve dynamic tariffs which are time-based pricing (prices can even vary between times of low and high electricity production / demand). This will make it possible for consumers to adjust electricity consumption during periods of peak demand (interrupt / reduce load / store).

Regulators may promote energy efficiency. The first and most effective way to do so is ensuring that tariffs are in fact cost reflective. In addition, regulatory programmes to address information asymmetries as well as to implement tangible measures could be implemented.

Market conditions for electric vehicle should be achieved. By promoting integration with the power system and the rollout of smart charging, avoiding cross-subsidies and enabling the participation of electric vehicles in demand-side response, regulators may contribute to good results.

The aforementioned key elements could, in some way, reshape the power sectors all around the world. Notwithstanding the global approach, course the changes will naturally differ significantly from country to country, depending on how much infrastructure is already in place and the investment needs, as well as their national affordability.

3. Conclusion

Energy is really changing and, consequently, regulation is facing new challenges. Businesses are moving from hydrocarbons to electrons and, at the same time, new technologies are possibly reshaping the power system.

Electricity regulation, traditionally focused on the grids, will continue to play a role, especially in terms of the cooperation between regions and communities. Notwithstanding, the centre of gravity of the system is moving and there is a new phenomenon of dis-intermediation.

Energy regulators should monitor new realities and produce appropriate regulation to carry out the best results, enhancing the movements that bring benefits to consumers.

COLEÇÃO
ESTUDOS
DE ENERGIA

IV - EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

- Contratação de Eficiência Energética na Gestão da Procura – O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)



IV – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

■ Contratualização de Eficiência Energética na Gestão da Procura – O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)¹

Introdução

Num mundo cada vez mais competitivo e exigente, atento à sustentabilidade ambiental, torna-se crescentemente difícil de compatibilizar a finitude dos recursos com a busca de novos ganhos de eficiência económica. Por forma a evitar a vaticinada *tragedy of the commons*, parece evidente que estamos todos condenados a procurar corrigir externalidades e promover um uso eficiente dos recursos².

A introdução de maior eficiência energética, dada a essencialidade e transversalidade deste setor, comporta um conjunto de virtualidades, permitindo reduzir o nível de importações, minimizar perdas de energia e diminuir as emissões de gases com efeito de estufa. O que, correspondentemente, permite reforçar a segurança do abastecimento, melhorar a competitividade da economia e mitigar alterações climáticas³.

Não obstante os inegáveis méritos que a eficiência energética encerra, é consabido que subsiste um enorme potencial de ganhos por concretizar. O que é explicável pela existência de falhas de mercado motivadas pela subsistência de uma cultura energética marcadamente centrada no lado da oferta⁴ (em detrimento da *demand-side response*), pela falta de informação ou por restrições financeiras dos consumidores, que acabam por tomar decisões que se revelam economicamente desvantajosas no médio-longo prazo. Outras, prendem-se com um certo efeito de miopia que faz com que os consumidores não atendam ao *total cost of ownership*, não percecionando que os custos de investimento adicionais seriam, em tantos casos, inferiores ao valor gerado pela poupança da energia não consumida num relativo curto espaço de

¹ Artigo anteriormente publicado em Suzana TAVARES DA SILVA (Coord.) – *Direito da Eficiência Energética*, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2017, no âmbito do projeto "Desafios sociais, incerteza e direito" (FCT- UID/DIR04643/2013), pp. 609-634.

² Garrett HARDIN – *The Tragedy of the Commons*, Science, December 13, 1968, PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 62, 443-479, Jorge Eduardo Figueiredo DIAS – «A certificação e a eficiência energética dos edifícios», *Temas de Direito da Energia*, Cadernos o Direito, n.º 3, Almedina, 2008, pp. 140-141.

³ TORRES LÓPEZ, María Asunción, ARANA GARCÍA, Estanislao, MORAL SORIANO, Leonor – *El sector eléctrico en España*, Competencia y servicio público, Granada, Editorial Comares, 2007, p. 242.

⁴ Jean-Marie CHEVALIER – *Les Grandes batailles de l'énergie*, Petit traité d'une économie violente, Collection Folio actuel (nº 111), Gallimard, 2004, p. p. 374.

tempo (*payback*)⁵. O mesmo se diga da existência de externalidades não refletidas nos preços, de custos de transação elevados ou do desalinhamento de interesses entre os diferentes agentes⁶.

Por forma a superar as barreiras existentes, têm sido utilizados diversos instrumentos tendentes à promoção da eficiência energética que, embora centrados, por um lado, na produção e aprovisionamento e, por lado, no lado da procura (consumo de energia), envolvem toda a cadeia de valor.

Os reguladores da energia, para além de assegurarem que a definição tarifária é *cost reflective* – o que constitui condição essencial para a promoção da eficiência energética – desempenham funções regulatórias que, indiretamente, são instrumentais à eficiência energética, designadamente em matéria de investimentos (*vg. smart metering, smart grids*). Além disso, o regulador português, à semelhança do que se verifica noutros Estados-Membros e em outras geografias, promove um programa próprio que visa, justamente, alcançar ganhos de eficiência energética.

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), objeto do presente estudo, constitui um instrumento promotor de eficiência energética no quadro da gestão da procura, que visa, justamente, contribuir para que as barreiras ou falhas de mercado subsistentes sejam ultrapassadas, impulsionando a eficiência energética no que respeita ao consumo de energia elétrica.

Para melhor compreender este programa, promovido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), importa, primeiramente, compreender a sua inserção no âmbito do quadro legislativo que enforma a eficiência energética e, em especial, nas competências conferidas às entidades reguladoras da energia.

Seguidamente, cumpre proceder a uma análise das regras que conformam o PPEC, as quais permitem, numa abordagem aberta e concorrencial, o acesso a fundos disponibilizados pelas tarifas de energia elétrica, através do qual são selecionadas medidas de eficiência energética, tangíveis e intangíveis, colocadas à concorrência entre si pelos diferentes candidatos.

Posto isto, perspetivada a possível evolução da eficiência energética, será possível proceder a algumas notas finais sobre o PPEC e a relevância da eficiência energética no lado da procura (consumo).

⁵ A existência de períodos de retorno alargado do investimento ou de taxas de desconto individuais muito altas, bem como a diferença entre preços de fornecimento e os custos marginais de curto prazo, potenciam a tomada de decisões ineficientes.

⁶ Leite GARCIA, João SANTANA, Maria José RESENDE, Pedro VERDELHO – *Sistema Elétrico: Análise Técnico-Económica*, Lisboa, Lidel, 2016, pp. 275.

1. Quadro Legal e Regulatório Aplicável à Eficiência Energética

1.1 Percurso legislativo e quadro jurídico aplicável à eficiência energética

Os primeiros passos dados no sentido de promover a eficiência energética ocorreram nos anos 70 do século XX, em resposta à primeira crise petrolífera⁷, quando surgiu o conceito de poupança de energia (*energy conservation*). Os primeiros *standards* federais foram aprovados em 1975, através do *Energy Policy and Conservation Act* (EPCA).

As medidas tomadas visavam no essencial, num contexto de escassez e de acentuado aumento dos preços para os consumidores, uma efetiva poupança de energia (*energy conservation*) e não tanto a eficiência (*energy efficiency*), uma vez que, naquele contexto, era realmente necessário gastar menos energia em absoluto (*concept of sufficiency*)⁸. A eficiência energética, em sentido próprio, diz respeito à capacidade de reduzir a energia consumida mantendo o nível equivalente de atividade ou serviço⁹, permitindo até que as poupanças conquistadas possam vir a perder-se por meio de um efeito (indesejado) de aumento da procura provocado, justamente, pela diminuição dos valores despendidos (*rebound effect*)¹⁰.

O EPCA norte-americano, com um escopo muito abrangente em matéria energética, inclui hoje regras relativas à gestão de reservas de petróleo, poupança de energia e economia de combustíveis. No que respeita ao consumo de energia elétrica, o Congresso veio a estabelecer *standards* e procedimentos iniciais, delegando no *Department of Energy* (DOE) a competência para os atualizar, em cumprimento dos procedimentos e do calendário legalmente definidos. Em resultado do percurso trilhado, atualmente existem mais de sessenta categorias de aparelhos e equipamentos, incluindo de aquecimento, arrefecimento, refrigeração, cozinha, lavagens e secagem, abrangendo 90% da energia doméstica consumida, 60% da energia utilizada em escritórios e 30% da energia consumida no segmento industrial¹¹.

⁷ A primeira crise do petróleo verificou-se em 1973, desencadeada num contexto de *deficit* de oferta que teve como pano de fundo o conflito israelo-árabe (Guerra do Yom Kippur) e o posicionamento da Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP) face à posição tomada pelos Estados Unidos da América, tendo conduzido à fundação da Agência Internacional da Energia.

⁸ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 476.

⁹ “(...)” un accroissement de l’efficacité énergétique de façon à ce que nos besoins puissent être satisfaits correctement en consommant moins d’énergie” – cf. Jean-Marie Chevalier, *Les Grandes batailles de l’énergie*, Petit traité d’une économie violente, Collection Folio actuel (n° 111), Gallimard, 2004, p. 373.

¹⁰ Com efeito, é consabido que a eficiência energética implica, num primeiro momento, uma redução dos custos que aumenta o rendimento disponível do consumidor que, por conseguinte, pode ser gasto na compra de energia adicional. O que pode, inclusivamente, gerar maiores custos na implementação de novas medidas de poupança energética.

Vd. Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 477.

¹¹ Vd. <https://energy.gov>.

Paralelamente, desde os anos 70 do século XX que os EUA têm conhecido um enorme desenvolvimento da contratualização da eficiência energética, sobretudo devido à enorme aposta na alocação de fundos governamentais à promoção da eficiência energética¹². Hodiernamente, os *US Energy Efficiency Resource Standards* (EERS) estabelecem objetivos específicos de poupança de energia de longo prazo (redução, em percentagem, das vendas), que devem ser cumpridos através de medidas de eficiência energética incluídas em programas, administrados ou não pelas *utilities*, que promovam a eficiência no consumo energético. Assim, desde agosto de 2014, vinte e quatro dos Estados norte-americanos dispõem de programas de eficiência energética com objetivos vinculativos específicos de eficiência energética no consumo. Estes programas de prazo superior a três anos enviam um sinal claro aos agentes, contribuindo para criar confiança que encoraje investimentos avultados em medidas de eficiência energética economicamente viáveis. Os Estados de Massachusetts, Rhode Island e Vermont são, atualmente, os mais ambiciosos, requerendo poupanças anuais de 2,5%¹³.

No plano regulatório, sem prejuízo do papel desempenhado pelos reguladores de *utilities* de base Estadual, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) – entidade reguladora independente (*independent agency*), com competências ao nível Federal pela regulação do fluxo do comércio interestadual de eletricidade, gás natural e produtos petrolíferos, bem como licenciamento da produção hidroelétrica – assume responsabilidades em matéria de eficiência energética. Assim, à luz do *Energy Independence and Security Act of 2007*, a FERC avalia e desenvolve um plano nacional de ação sobre a capacidade da procura (“*National Assessment & Action Plan on Demand Response*”). Segundo a Section 1252(e)(3) do *Energy Policy Act of 2005* (EPAAct 2005), a FERC elabora um relatório que avalia a capacidade de resposta do lado da procura elétrica e o nível de saturação e de penetração de contadores inteligentes (“*Reports on Demand Response and Advanced Metering*”).

Na Europa, as iniciativas legislativas sobre eficiência energética remontam ao mesmo período de crise energética¹⁴, tendo o primeiro marco legislativo sido a aprovação da Diretiva n.º 78/170/CEE do Conselho, de 13 de fevereiro de 1978, relativa ao rendimento dos geradores de calor utilizados para o aquecimento de locais e à produção de água quente nos edifícios não industriais novos ou existentes assim como ao isolamento da distribuição de calor e de água quente para uso doméstico nos edifícios

¹² Paulo PINTO PEREIRA – *Os Contratos De Gestão De Eficiência Energética: Natureza Jurídica e Regime Substantivo*, Mestrado em Direito Administrativo, vertente energia, Lisboa, abril de 2012, pp. 12-15 (disponível em <https://repositorio.ucp.pt>).

¹³ <http://aceee.org/topics/energy-efficiency-resource-standard-eers>

¹⁴ As primeiras referências à eficiência energética no seio da União Europeia remontam a 1974, através de diversas Comunicações do Conselho, ainda que de forma ténue.

novos não industriais¹⁵. Nos anos 90, o tema da eficiência energética, motivado incrementalmente por preocupações ambientais e de ordem climática, conduziu à aprovação de um conjunto de novos atos legislativos no seio do Direito Comunitário¹⁶.

Em 2006¹⁷, veio a ser dado um passo decisivo com a aprovação da Diretiva 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos¹⁸. Não obstante os esforços registados, em 2011 os resultados monitorizados

¹⁵ Esta Diretiva veio a ser alterada pela Diretiva n.º 82/885/CEE do Conselho, de 10 de Dezembro de 1982, tendo ambas sido revogadas pela Diretiva n.º 2005/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de Julho de 2005. Seguidamente, foram aprovadas regras relativas à informação sobre o consumo de energia dos aparelhos domésticos por meio de etiquetagem, através da Diretiva 79/530/CEE de 14 de maio de 1979 e da Diretiva 79/531/CEE do Conselho, de 14 de Maio de 1979, que aplica aos fornos elétricos a primeira. A Diretiva 79/530/CEE foi, mais tarde, revogada pela Diretiva 92/75/CEE do Conselho, de 22 de Setembro de 1992, relativa à indicação do consumo de energia dos aparelhos domésticos por meio de rotulagem e outras indicações uniformes relativas aos produtos, vindo a ser posteriormente revogada pela Diretiva 2010/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa à indicação do consumo de energia e de outros recursos por parte dos produtos relacionados com a energia, por meio de rotulagem e outras indicações uniformes relativas aos produtos.

Para uma análise aos precedentes da Diretiva da Eficiência Energética *vd.* TORRES LÓPEZ, Maria Asunción, ARANA GARCÍA, Estanislao, MORAL SORIANO, Leonor – *El sector eléctrico en España*, Competencia y servicio público, Granada, Editorial Comares, 2007, p. 243-264

¹⁶ Entre estas avultam a Diretiva 92/42/CEE do Conselho, de 21 de Maio de 1992, relativa às exigências de rendimento para novas caldeiras de água quente alimentadas com combustíveis líquidos ou gasosos, mais tarde alterada pela Diretiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia (esta última veio a ser revogada pela Diretiva da Eficiência Energética, sem prejuízo de algumas disposições, relativas à concretização das metas indicativas de poupança de energia, terem vigorado até janeiro de 2017), bem como a Diretiva 93/76/CEE do Conselho, de 13 de Setembro de 1993, relativa à limitação das emissões de dióxido de carbono através do aumento da eficácia energética, entretanto revogada pela Diretiva 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Foram, também, estabelecidas exigências quanto ao desempenho energético dos edifícios através da Diretiva 2002/91/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 16 de dezembro de 2002, entretanto revogada pela Diretiva 2010/31/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, que reformulou e simplificou disposições da primeira, reforçando os requisitos de eficiência aplicáveis.

Paralelamente, em 1994, aquando da assinatura do Tratado da Carta da Energia, foi também assinado, na mesma data, o Protocolo relativo à eficiência energética e aos aspetos ambientais associados. Este Protocolo prevê, essencialmente, que as Partes Contratantes estabeleçam políticas e enquadramentos jurídicos adequados à eficiência energética, a promoção de tecnologias eficientes bem como a cooperação nomeadamente no desenvolvimento de medidas de eficiência energética, incluindo a identificação de obstáculos e potencialidades, bem como o desenvolvimento de normas relativas à eficiência energética e rotulagem.

¹⁷ A Comissão Europeia lançou o “Plano de Ação para a Eficiência Energética: Concretizar o Potencial com o objetivo de poupar 20% do consumo anual de energia primária até 2020 (em comparação com as previsões do consumo energético para 2020). O Plano visava controlar e reduzir a procura de energia e tomar medidas específicas relativas ao consumo e fornecimento – COM(2006)0545.

¹⁸ Esta Diretiva determinava que os Estados-Membros adotassem e procurassem atingir um objetivo global nacional indicativo de economias de energia de 9% em 2016, através de serviços energéticos e de outras medidas de melhoria da eficiência energética, bem como que tomassem medidas eficazes nos custos, praticáveis e razoáveis para contribuir para a consecução desse objetivo, exigindo, igualmente, que fosse apresentada uma faturação clara, com base no consumo real, com uma frequência suficiente que permitisse que os consumidores regulem o seu próprio consumo de energia.

As obrigações previstas nesta Diretiva conjugaram-se com o designado “pacote clima-energia”. O Plano Clima-Energia, que delineou a estratégia europeia para a energia e alterações climáticas, aprovado em 2009, veio prever as ambiciosas metas 20-20-20: redução de 20% das emissões de gases com efeito de estufa até 2020, relativamente aos níveis de 1990, e uma redução de 30% até 2020, sob reserva da conclusão de um acordo internacional global sobre as alterações climáticas e um objetivo obrigatório de 20% de energias renováveis para a União Europeia, em 2020, que incluía 10% de biocombustíveis. O mesmo inclui medidas como o Comércio de licenças de emissão, Contribuição dos Estados-Membros, Captura e armazenagem de carbono, Emissões de CO2 dos automóveis, Energia proveniente de fontes renováveis e Especificações para os carburantes. *Vd.* GOMES, Carla Amado, ANTUNES, Tiago – *O Ambiente no tratado de Lisboa: uma relação sustentada*, *Actualidad Jurídica Ambiental*, 28 de maio de 2010, disponível em <<http://www.actualidadjuridicaambiental.com/wp-content/uploads/2010/05/AMADOGOMESCARLA280620101.pdf>>.

apontavam para o cumprimento de apenas metade do objetivos¹⁹. Neste contexto, foi aprovada a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética (Diretiva da Eficiência Energética), que estabeleceu um novo enquadramento legal promotor da eficiência energética²⁰. No quadro desta nova Diretiva²¹, prevê-se que os Estados-Membros devam, alternativamente, estabelecer um “regime de obrigação” de eficiência energética para distribuidores e/ou comercializadores de energia, ou então adotar “medidas políticas alternativas”, que podem assentar em taxas, disposições normativas ou financiamentos e incentivos. Permitem-se, assim, soluções construídas de forma difusa (metodologia *fuzzy*²²), incluindo as assentes tanto na dita “solução privada” (Ronald Coase) – baseadas na livre negociação entre agentes e na especificação dos direitos de propriedade –, como na “solução pública” (Arthur Pigou) – sustentada na intervenção do Estado, mediante subsídios e impostos²³, com vista ao alcance de objetivos de poupança de energia anual de 1,5% para os consumidores finais. Neste enquadramento, no seio da União Europeia verifica-se que, sem prejuízo da disponibilização de fundos públicos, é geralmente dado um enfoque relevante na imposição de obrigações de poupança energética a alguns operadores, eventualmente acoplados a um sistema transacionável de “certificados brancos” (*tradable white certificates, TWCs*), como se verifica em França, Itália e o Reino Unido²⁴.

Não obstante os esforços envidados no seio das políticas europeias, os avanços tecnológicos e a maior consciencialização das sociedades, na última década do século XX a eficiência energética na União Europeia gerou economias globais de apenas 0,8% anuais²⁵. Assim, apesar de ser tendencialmente mais eficiente em matéria energética do que os EUA, a Rússia ou o Canadá²⁶, num quadro de escassez de

¹⁹ Cf. Plano de Eficiência Energética 2011 – COM(2011)0109.

²⁰ Para uma visão panorâmica do quadro europeu (e no Chile) *vd.* Suzana Tavares da SILVA – *Roteiro Jurídico Comparado da Eficiência Energética*, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2016.

²¹ Nesta Diretiva prevê-se que os Estados-Membros fixem metas nacionais indicativas em matéria de eficiência energética para 2020, com base no consumo de energia primário ou final, estabelecendo também normas vinculativas para os consumidores finais e para os fornecedores de energia. A lógica da Diretiva assenta em três campos de atuação: (i) um conjunto de normas prescritivas, consiste na imposição de deveres aos Estados e às grandes empresas; (ii) obrigatoriedade dos Estados-Membros, alternativamente, estabelecerem um “regime de obrigação” de eficiência energética para distribuidores e/ou comercializadores de energia, ou então que adotem “medidas políticas alternativas”; (iii) avaliação das potencialidades em matéria de aplicação da cogeração de elevada eficiência e de sistemas de aquecimento e arrefecimento urbano eficientes em todos os Estados-Membros. Acessoriamente, a Diretiva da Eficiência Energética, prevê a implantação de redes e contadores inteligentes e o fornecimento de informações exatas nas faturas energéticas, a fim de reforçar a posição dos consumidores e incentivar um consumo de energia mais eficaz.

Os deveres cometidos aos Estados respeitam aos edifícios, às aquisições de bens e serviços, à promoção do mercado dos serviços energéticos. Sobre este último mercado, referentes às *Energy Service Companies (ESCOs)* *vd.* Paulo PINTO PEREIRA – *Os Contratos De Gestão De Eficiência Energética: Natureza Jurídica e Regime Substantivo*, Mestrado em Direito Administrativo, vertente energia, Lisboa, abril de 2012.

²² Suzana Tavares da SILVA – *Direito da Energia*, Coimbra, Coimbra Editora, 2011, p. 206.

²³ R.H. COASE – «The Problem of Social Cost», *Journal of Law and Economics* 8, 1960, pp. 1-44, FRASER, Roberta, *Medidas Compensatórias e Tutela da Biodiversidade, Enquadramento jurídico, aplicabilidade e desafios de operacionalização no âmbito do setor elétrico*, Coimbra, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2016, pp. 27-31.

²⁴ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 478.

²⁵ Christopher W. JONES – *EU Energy Law*, EU Environmental Law, Vol. III, Claeys & Casteels, 2006, pp. 3.

²⁶ Leite GARCIA, João SANTANA, Maria José RESENDE, Pedro VERDELHO – *Sistema Elétrico: Análise Técnico-Económica*, Lisboa, Lidel, 2016, pp. 275-276.

recursos endógenos, a União Europeia não tem conseguido dar uma resposta suficiente à sua excessiva dependência face ao exterior em matéria energética, mantendo a posição de maior importador de energia do mundo, onde se praticam preços grossistas da eletricidade e do gás, respetivamente, 30% e 100% mais elevados do que nos Estados Unidos²⁷. A consciência deste diagnóstico faz com que a eficiência energética, a par da promoção das fontes de energia renováveis e do relançamento do comércio de licenças de emissão, integre o objetivo estratégico da União da Energia de continuar a abandonar uma economia alimentada a combustíveis fósseis. Por isso mesmo, no âmbito da União Energética foi proposta a revisão da Diretiva da Rotulagem Energética e prevê-se a revisão da Diretiva Eficiência Energética com o objetivo indicativo de, pelo menos, 27 % a nível da UE em 2030 (a rever em 2020, tendo em vista um nível de 30 % na UE)²⁸.

Em Portugal, no quadro do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que transpõe a Diretiva da Eficiência Energética, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE 2016)²⁹ é essencialmente executado através de (i) normas prescritivas (v.g. imposição de penalizações sobre equipamentos ineficientes, requisitos mínimos de classe de desempenho energético, obrigatoriedade de etiquetagem energética, obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas), (ii) mecanismos de diferenciação fiscal (v.g. discriminação positiva em sede de IUC, ISV e ISP) e (iii) apoios financeiros provenientes de fundos que disponibilizem verbas para programas de eficiência energética³⁰.

O PPEC enquadra-se, justamente, naquela última abordagem, como um dos programas que disponibiliza apoios financeiros para a eficiência energética, neste caso, provenientes das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica. Assim, a par do Fundo de Eficiência Energética³¹, do Fundo Português de Carbono³² e de outros fundos de matriz temporária (v.g. Portugal 2020 e outros instrumentos financeiros comunitários), o PPEC surge como um instrumento de financiamento público, promovido pelo regulador da energia, ao serviço da promoção da eficiência energética.

²⁷ A União Europeia importa 53% da sua energia, com um custo anual de cerca de 400 mil milhões de euros e seis dos seus Estados-Membros dependem de um fornecedor externo único (Rússia) para todas as suas importações de gás; 75% do parque habitacional europeu é ineficiente do ponto de vista energético; 94% dos transportes dependem de produtos petrolíferos (90% dos quais importados) – *vd.* Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Estratégia europeia de segurança energética”, COM(2014)30; Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho “Eficiência energética e a sua contribuição para a segurança energética e o quadro político para o clima e a energia para 2030”, COM(2014)520.

²⁸ COM(2016) 761 final.

²⁹ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013.

Os contributos na redução dos consumos energéticos estão distribuídos por vários setores de atividade, abrangendo seis áreas específicas (transportes, residencial e serviços, indústria, Estado, comportamentos e agricultura). Dentro da área Estado destaque-se o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública “Eco.AP”, lançado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro, criando as condições para o estabelecimento de contratos de desempenho energético, de acordo com o Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro.

³⁰ GOMES, Carla Amado (coord.), *O Direito da Energia em Portugal: cinco questões sobre “o estado da arte”*, disponível em <http://www.icjp.pt/sites/default/files/publicacoes/files/ebook_energia_2016_icjp_pt.pdf>.

³¹ O FEE foi criado pelo Decreto-Lei n.º 50/2010, de 20 de maio, e regulamentado pela Portaria n.º 26/2011, de 10 de janeiro, destinado a apoiar especificamente as medidas do PNAEE.

³² O FPC foi criado pelo Decreto-Lei n.º 71/2006, de 24 de março, destinado a apoiar, entre outros, projetos que conduzam à redução de emissões de gases com efeito de estufa.

2. As competências das Entidades Reguladoras em matéria de eficiência energética

Do ponto de vista regulatório, a eficiência energética integra objetivos tarifários de segunda ordem³³, ou seja, aqueles que secundam objetivos primários de definição dos proveitos permitidos que são reconhecidos aos operadores de redes, num quadro de regulação para a eficiência³⁴.

Não obstante esta relativa secundariedade, inversamente, não se pode deixar de fazer notar que a definição tarifária, operada pelas entidades reguladoras da energia, constitui *per se* um elemento essencial à promoção da eficiência energética. Com efeito, só é possível promover a eficiência energética se esta assentar em tarifários que induzam uma utilização racional da energia elétrica, no quadro de uma contagem que assegure com exatidão o consumo de energia realizado. Para tanto é imprescindível que as tarifas de energia elétrica, por um lado, reflitam todos os custos incorridos na prestação do serviço (*cost reflective tariffs*) e, por outro, que internalizem as diferentes externalidades (v.g. custos ambientais e sociais colaterais, não intencionais, decorrentes da atuação de agentes económicos)³⁵. A subsidiação do preço da energia, nomeadamente através do orçamento de Estado, provoca distorções, evitando que as tarifas de energia elétrica reflitam o sinal-preço adequado, em prejuízo da promoção de uma utilização eficiente e da sustentabilidade do serviço³⁶.

Noutro plano, faz-se notar que, por exemplo, tarifas baseadas no volume de vendas de eletricidade (*volumetric tariffs*), porque indutoras de maior rentabilidade para os detentores das redes de distribuição e transporte, podem constituir uma importante barreira à eficiência energética e aos programas de eficiência no consumo de energia, uma vez que criam (objetivamente) um incentivo contraproducente aos detentores das *utilities* e aos grupos económicos que as detém e que, não raras vezes, estão presentes noutras atividades da cadeia de valor. Por outro lado, tarifas crescentes em função do maior consumo, numa lógica de pretensão apoio social aos que menos consomem, desvirtuam a verdadeira estrutura de custos que, em boa verdade, é marginalmente decrescente. Por isso mesmo, os reguladores de energia devem desacoplar os proveitos permitidos das vendas de energia (*revenue decoupling*)³⁷ e definir tarifas que reflitam os custos efetivos.

³³ Sobre as competências dos reguladores da energia *vd.* Filipe MATIAS SANTOS – «Regulação e Proteção dos Consumidores de energia», *I Congresso de Direito do Consumo*, Coimbra, Almedina, 2016.

³⁴ O Regulador, no quadro das suas atribuições estatutárias, deve “contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais nos sectores regulados, estimulando, nomeadamente, a adopção de práticas que promovam a utilização eficiente da electricidade (...)” (al. d) do artigo 3.º). Especificamente no plano tarifário, regulador pode fazer depender parte dos proveitos da empresa do cumprimento de objetivos, designadamente, de eficiência energética (*performance-based ratemaking or regulation*), que recompensem ou penalizem a empresa reguladas pelos resultados alcançados. A qualidade do serviço, fixada através de padrões gerais e individuais, é, por excelência, um dos objetivos tarifários utilizados.

³⁵ Leite GARCIA, João SANTANA, Maria José RESENDE, Pedro VERDELHO – *Sistema Elétrico: Análise Técnico-Económica*, Lisboa, Lidel, 2016, pp. 275.

³⁶ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013, p. 62, 443-479.

³⁷ Ignacio J. PÉREZ-ARRIAGA – *Regulation of the Power Sector*, SpringerLink, 2013, p. 158.

Além disso, para além de poderem estabelecer incentivos e penalidades para as perdas sofridas na rede, de forma indireta, as entidades reguladoras desempenham um papel relevante para a eficiência energética no âmbito das suas atribuições em matéria de aprovação e supervisão dos investimentos operados pelos operadores das infraestruturas e na supervisão do *unbundling*³⁸ (incentivando que os operadores de redes, por não terem interesses na venda de energia, possam encorajar a promoção da eficiência).

A importância do desempenho das entidades reguladoras da energia no que respeita, também, à eficiência energética é, por isso mesmo, reconhecida, tanto nas Diretivas n.º 2009/72/CE e 2009/73/CE, ambas de 13 de julho, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural³⁹, definindo entre o mais as funções sujeitas à regulação independente, como na própria Diretiva da Eficiência Energética⁴⁰.

³⁸ Sobre o *unbundling* e as funções regulatórias inerentes *vd.* Filipe Matias SANTOS – «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 90-115; Filipe MATIAS SANTOS – «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016, pp. 33-55.

³⁹ Estas Diretivas dispõem no sentido de que deve ser privilegiada uma 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 impacto ambiental positivo da redução do consumo de energia e os aspetos da segurança do fornecimento e dos custos de distribuição associados.

Nesse espírito, as Diretivas enquadram a eficiência energética nos objetivos gerais das entidades reguladoras nacionais, dispondo no sentido de que o desenvolvimento das redes deve ter em conta objetivos de eficiência energética e de que os operadores e utilizadores da rede recebem incentivos apropriados, quer a curto quer a longo prazo, para aumentar a eficiência das redes e promover a integração do mercado, o que deve ser assegurado, inclusivamente, nos planos tarifários aprovados pelas entidades reguladoras.

⁴⁰ A Diretiva da Eficiência Energética prevê que as entidades reguladoras nacionais possam assegurar que as regras e tarifas aplicáveis às redes constituam incentivos a uma maior eficiência energética e apoiam a tarifação dinâmica das medidas de resposta à procura pelos consumidores finais. Além disso, prevê-se que as autoridades reguladoras da energia adotem uma abordagem integrada que tenha em conta realização de economias potenciais no fornecimento de energia e nos setores de utilização final, incitando os operadores a disponibilizar aos utilizadores da rede serviços que lhes permitam pôr em prática medidas de melhoria da eficiência energética no contexto do desenvolvimento continuado de redes inteligentes e adotando uma abordagem integrada que tenha em conta realização de economias potenciais no fornecimento de energia e nos setores de utilização final.

Segundo a mesma Diretiva as tarifas de rede devem refletir as economias de custos realizadas nas redes do lado da procura e decorrentes das medidas de resposta à procura e da produção descentralizada, incluindo economias decorrentes da redução dos custos de fornecimento ou dos investimentos na rede e de um funcionamento mais otimizado da rede. A regulação e a tarifação da rede não devem impedir os operadores de rede nem os retalhistas do setor da energia de facultar serviços de rede para as medidas de resposta à procura, para a gestão da procura e para a produção descentralizada nos mercados organizados da eletricidade.

É, portanto, neste quadro que as entidades reguladoras da energia dos diferentes Estados-Membros assumem preocupações com a eficiência energética e com a gestão da procura, incentivando, inclusivamente, a participação dos recursos do lado da procura e adotando uma abordagem integrada que tenha em conta realização de economias potenciais no fornecimento de energia e nos setores de utilização final⁴¹.

3. O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica

No quadro da estrutura tarifária legalmente definida, do invocado bloco legal referente à promoção da eficiência energética e das suas atribuições e competências estatutárias, a ERSE – ciente de que a definição tarifária é condição essencial mas não suficiente para a promoção da eficiência energética – instituiu, através do Regulamento Tarifário do setor elétrico, o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica.

O PPEC, através de processos abertos e competitivos (concursos), seleciona medidas promotoras da eficiência energética, procurando contribuir para que as barreiras ou falhas de mercado subsistentes sejam ultrapassadas, impulsionando a eficiência energética no que respeita ao consumo de energia elétrica.

3.1 Origem do PPEC e sua evolução

Não obstante o Regulamento Tarifário do setor elétrico aprovado pela ERSE em 1998⁴², aplicado no primeiro período de regulação de 1999 a 2001, já prever que os proveitos proporcionados pelas tarifas de Venda a Clientes Finais incluíssem custos associados a projetos de gestão da procura, o designado “Plano de Gestão da Procura”, antecessor do PPEC, veio a ser instituído apenas no âmbito do Regulamento Tarifário aprovado em 2001⁴³, com aplicação entre 2002 e 2005.

⁴¹ Vd. Sam SWANSON – *Regulatory Mechanisms to Enable Energy Provider Delivered Energy Efficiency*, RAP, março de 2012; CER & CEER, *Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency: an overview by CER & CEER*, Council of European Energy Regulators, abril de 2011, International Confederation of Energy Regulators – *A Description of Current Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency*, International Confederation of Energy Regulators, 21 de junho de 2010; Grayson C. HEFFNER, Peter du PONT, Greg RYBKA,, Carina PATON, Lynn ROY, Dilip LIMAYE – *Energy Provider-Delivered Energy Efficiency: a global stock-taking based on case studies*, OECD/IEA, 2013.

⁴² Cf. artigo 37.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 16 288-A/98, de 15 de Setembro.

⁴³ Artigos 87.º e 90.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico aprovado pelo Despacho n.º 18413-A/01, de 1 de Setembro.

O “Plano de Gestão da Procura” era financiado pelas tarifas de Comercialização do então Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais, que proporcionavam um montante de proveitos que incluíam os custos e metade dos benefícios associados a programas de gestão da procura, enquadrados num plano válido para cada período de regulação a apresentar pelo distribuidor vinculado. Assim, a EDP Distribuição, enquanto distribuidor vinculado, que ainda desenvolvia de forma acoplada a atividade de comercialização no SEP, apresentava um programa que era sujeito a uma análise de custo-benefício, capaz de ponderar os custos incorridos e os benefícios alcançados.

Na revisão regulamentar levada a cabo em 2005⁴⁴, a ERSE redesenhou aquele programa de incentivo, passando a designá-lo por Programa de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica. O PPEC consagrou concursos que selecionam e avaliam, de forma aberta e competitiva, medidas de eficiência energética, tangíveis e intangíveis, colocadas à concorrência entre si pelos diferentes candidatos (“promotores”), prevendo a atribuição de fundos disponibilizados pelas tarifas de energia elétrica. Destarte, tendo em conta o processo de liberalização, mormente a separação entre a atividade de distribuição e comercialização, o PPEC deixou de estar reservado a operadores de redes, tendo sido alargado a todos os comercializadores e agentes externos (associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de âmbito nacional e de interesse genérico, de âmbito regional e de interesse genérico no caso das Regiões Autónomas e as de interesse específico para o sector elétrico), que, por estarem mais próximos dos clientes, estão em posição de promover medidas de eficiência. Desde este período que a dotação orçamental do PPEC passou a ser repartida entre as medidas tangíveis e intangíveis. As primeiras entendidas enquanto medidas que contemplem a instalação efetiva de equipamentos com eficiência energética superior à tecnologia padrão ou o abate de equipamentos energeticamente não eficientes. As segundas correspondem àquelas que visam disponibilizar aos consumidores informação relevante sobre a eficiência no consumo de energia elétrica e sobre os seus benefícios com vista à adoção de hábitos de consumo mais eficientes (vd. ações de formação, campanhas de divulgação, auditorias energéticas).

Tendo em conta a experiência recolhida em 2008, as regras do PPEC vieram a ser revistas⁴⁵, tendo-se passado a prever a reserva de candidaturas de promotores que não sejam empresas do sector elétrico e limitando a dimensão das medidas a aprovar (numa ótica de promoção da diversidade), estabelecendo limites mínimos da comparticipação financeira dos promotores e/ou consumidores beneficiários (fomentando um maior envolvimento, empenho e responsabilização) e alterando os critérios de avaliação métricos (por forma a reforçar a objetividade e uma seleção criteriosa).

⁴⁴ Secção X do capítulo IV do Regulamento Tarifário aprovado através do Despacho n.º 18993-A/2005, publicado a 31 de agosto.

⁴⁵ Despacho n.º 15546/2008, publicado a 4 de junho de 2008.

Mais recentemente, na sequência da celebração do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica entre o Estado Português, a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional, a propósito dos compromissos de revisão dos mecanismos de incentivo à eficiência energética⁴⁶, as regras do PPEC voltaram a ser alteradas⁴⁷, desta feita para acomodar as normas instituídas pela Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, publicada ao abrigo do artigo 68.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro⁴⁸. Aos critérios técnicos de avaliação das medidas apresentadas a concursos, que já eram promovidos pela ERSE, numa perspetiva de estrita regulação económica, foram somados critérios de avaliação relacionados com objetivos e instrumentos de política energética⁴⁹. Assim, veio prever-se que, em paralelo com a avaliação de candidaturas, já efetuada pela ERSE, fosse também efetuada uma apreciação das candidaturas pela Direção-Geral de Energia (DGEG), à luz de critérios de política energética, definidos pelo membro do governo responsável pela área da energia, nomeadamente relacionados com outros mecanismos e instrumentos de política energética. O que, alterando a lógica inicial de estrita regulação económica a que obedecia o PPEC, correspondeu a uma certa governamentalização da avaliação das candidaturas submetidas a este programa, em nome da invocada necessidade de coordenação com os demais instrumentos de política energética.

3.2. Promoção e financiamento

Hodiernamente o PPEC encontra-se previsto, não só no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE 2016)⁵⁰, aprovado no quadro do Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, que transpõe a Diretiva da Eficiência Energética, como no próprio Decreto-Lei n.º 172/2006, que desenvolve os princípios em que assenta o Sistema Elétrico Nacional (SEN), constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁴⁶ Cf. preâmbulo da Portaria n.º 26/2013.

⁴⁷ Diretiva n.º 5/2013, publicada a 22 de março.

⁴⁸ Diploma que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do Sistema Elétrico Nacional (SEN), desenvolvendo as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁴⁹ Os últimos critérios foram determinados pelo Despacho n.º 3739/2016, publicado a 14 de março.

⁵⁰ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013.

Os contributos na redução dos consumos energéticos estão distribuídos por vários setores de atividade, abrangendo seis áreas específicas (transportes, residencial e serviços, indústria, Estado, comportamentos e agricultura). Dentro da área Estado destaca-se o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública “Eco.AP”, lançado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro, criando as condições para o estabelecimento de contratos de desempenho energético, de acordo com o Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de fevereiro.

O artigo 68.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006 confere habilitação legal expressa ao Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pela ERSE, para prever a implementação de planos de promoção da eficiência no consumo de energia, incluindo medidas de gestão da procura⁵¹.

De acordo com as normas aplicáveis, não obstante, como já se viu, as competências relativas ao processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia terem passado a estar repartidas com a DGEG, cabe no essencial à ERSE a iniciativa e operacionalização deste programa de eficiência energética.

A ERSE aprova, ainda, a dotação orçamental do PPEC, por cada período de dois anos, publicando-a até 15 de dezembro do ano que antecede o lançamento do PPEC no âmbito das tarifas do setor elétrico⁵².

O PPEC, de acordo com o Regulamento Tarifário do setor elétrico, é financiado pela tarifa de uso global de sistema, suportada por todos os clientes de energia elétrica, independentemente do comercializador⁵³, integrando os denominados custos de interesse económico geral (CIEG) que, a par do custo da energia e das tarifas de acesso, compõem o preço da eletricidade⁵⁴. Vale isto por dizer que os consumidores, através de um modelo de perequação, financiam o montante que é definido alocar ao PPEC, que, por conseguinte, permite a atribuição de fundos utilizados em projetos de promoção da eficiência no consumo de energia que sejam selecionado de acordo com critérios pré-estabelecidos.

Estando em causa incentivos que representam transferências financeiras, atribuídas por uma entidade inserida na administração independente, com base em fundos suportados pelos consumidores (incluídos nas tarifas de eletricidade), prestados a entidades de entre o universo seletivamente considerado de promotores elegíveis, o PPEC prevê que os incentivos integrem o registo central de ajudas *de minimis*⁵⁵. Com efeito, podendo entender-se que estão em causa auxílios, é patente que os mesmos terão exígua relevância sobre o mercado interno, sendo por isso insuscetíveis de afetar, de forma significativa, o comércio e a concorrência. O regime *de minimis*, como é consabido, no contexto de proibição de auxílios estatais, aplica-se justamente a pequenas medidas de ajuda pública, referente a auxílios que afetam o mercado de modo insignificante⁵⁶.

⁵¹ A incorporação dos custos com programas de eficiência nas tarifas de energia elétrica, *maxime* quando tomadas pelo legislador, é juridicamente escrutinável. Em Espanha, o Real Decreto 1556/2005, de 23 de dezembro estabeleceu que a tarifa de energia elétrica financiaria o Plano de Ação 2005-2007, aprovado pelo Governo. Este preceito veio, todavia, a ser anulado pelo Supremo Tribunal, em 17 de outubro de 2007, por ter sido entendido que aquele financiamento não tinha cabimento legal na estrutura tarifária definida, através da Ley 54/1997, contrariamente aos programas de gestão da procura. Somente a Ley 17/2007, de 4 de julho, alterando a Ley 54/1997, veio a consagrar essa possibilidade – Isabel Fernández Díez – «Calidad del subministro y derechos de los usuarios. La suspensión del subministro. Gestión de la demanda, ahorro y eficiencia energética», *Derecho de la Regulación Económica*, III Sector Energético, Tomo II, Madrid, 2009, pp. 856-858.

⁵² Artigo 33.º da Diretiva 5/2013.

⁵³ Despacho n.º 16122-A/2006, publicado a 3 de agosto, aprova as regras do PPEC.

⁵⁴ Artigo 68.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação vigente.

⁵⁵ Artigo 28.º, n.º 3 da Diretiva 5/2013.

⁵⁶ Ricardo PEDRO, «Auxílios de Minimis 2014-2010: Notas à luz do Regulamento (UE) n.º 1407/2013», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, Número 17, Janeiro/Março 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 65-95.

3.3 Regulamentação e operacionalização

O PPEC, enquanto plano que prevê a atribuição de incentivos de origem tarifária, mediante concursos, rege-se, atualmente, pelo Regulamento Tarifário do Setor Elétrico⁵⁷, pela Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, e pela Diretiva n.º 5/2013⁵⁸, emitida pela ERSE.

O regime da contratação pública previsto na Parte II do Código dos Contratos Públicos (CCP)⁵⁹ não é aplicável ao PPEC, justamente por estarem em causa contratos cujo objeto principal consista na atribuição de subsídios ou de subvenções⁶⁰. Sem prejuízo, é de entender que as relações contratuais estabelecidas, por via das candidaturas aprovadas e da emissão dos termos de compromisso, em tudo o que não estiver disposto nas regras aplicáveis, são reguladas pela Parte III do CCP.

Nos termos das regras aplicáveis, a ERSE emite um aviso de lançamento, para cada edição do PPEC, até ao dia 31 de janeiro do ano anterior ao da sua execução, o que permite aos potenciais interessados conhecerem os termos dos concursos que serão promovidos⁶¹.

As candidaturas de medidas de eficiência energética ao PPEC têm uma periodicidade bienal, sendo através destas que os agentes elegíveis apresentam propostas de medidas de eficiência energética, incluindo a informação exigida (v.g. definição do tipo de medida, descrição dos objetivos, plano de implementação e respetivo cronograma)⁶², que competirão abertamente entre si. O prazo de implementação das medidas não pode superar dois anos.

Podem candidatar-se aos concursos um conjunto de entidades, promotoras de medidas que visam melhorar a eficiência energética e que, se selecionadas, serão responsáveis pela sua execução. O acesso aos fundos disponibilizados pelo PPEC encontra-se, assim, reservado a empresas do setor elétrico (comercializadores e operadores das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica), às associações e entidades de defesa dos interesses dos consumidores, às associações municipais e empresariais, às agências de energia (entre as quais, para além de duas dezenas de agências municipais

⁵⁷ Artigos 86.º, 128.º e 160.º do Regulamento n.º 551/2014, aprovado pela ERSE. Este último artigo trata da repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema.

⁵⁸ Diário da República, 2.ª série — N.º 58 — 22 de março de 2013.

⁵⁹ Sobre a aplicabilidade das regras da contratação pública nos domínios da eficiência energética, a jurisprudência que acolhe a possibilidade de serem consideradas questões ambientais pela entidade adjudicatária e a possibilidade, conferida pela Diretiva n.º 2014/24/EU, de serem consideradas políticas secundárias de eficiência energética, *vd.* OLIVEIRA, Fernanda Paula, CAMPOS, Diogo Duarte de, MACHADO, Carla, *Eficiência energética na contratação pública*, Almedina, 2018.

⁶⁰ Al. c) do n.º 4 do artigo 5.º do Código dos Contratos Públicos.

⁶¹ Artigo 35.º da Diretiva 5/2013.

⁶² Artigo 14.º da Diretiva 5/2013.

e regionais organizadas em torno da RNAE - Associação das Agências de Energia e Ambiente⁶³, avulta a ADENE - Agência para a Energia⁶⁴) e instituições de ensino superior e centros de investigação. O perfil consiste em entidades, públicas ou privadas, que se considerou estarem melhor posicionadas para dinamizar ações que contribuam para a promoção da eficiência energética através da promoção de ações de gestão da procura. Nuns casos são entidades reguladas que intervêm diretamente no setor energético (operadores de redes, comercializadores), noutros são entidades interessadas na eficiência energética, seja pela poupança gerada (caso dos consumidores, nos diferentes níveis de tensão), seja pelo *know how* específico nesta área do conhecimento (designadamente no que respeita ao estudo e desenvolvimento tecnológico), seja na própria finalidade estatutária (caso das Agências de Energia). A inclusão expressa das empresas do setor tem um racional atendível, uma vez que importa assegurar incentivos que contrariem o interesse (primário) destas empresas no sentido do aumento dos fluxos e dos consumos. A introdução de um catálogo fechado de entidades elegíveis como “promotores”, apesar de limitar o universo de entidades que podem apresentar medidas, parece assentar numa seletividade criteriosa.

As regras vigentes exigem, ainda, que as entidades “promotoras” apresentem a concurso medidas em benefício de entidades terceiras (consumidores de energia), e não em benefício próprio⁶⁵, situando-se num patamar que tenha ao seu alcance um universo de consumidores relativamente aos quais se verificam falhas e barreiras de mercado⁶⁶ que possam ser ultrapassadas por via dos incentivos conferidos pela seleção no âmbito do PPEC. As entidades beneficiárias podem, apenas, ser “parceiros” dos promotores, associando-se a estes no âmbito de candidaturas.

No âmbito do PPEC são consideradas elegíveis tanto as medidas que visam a redução do consumo de energia elétrica ou a gestão de cargas, de forma permanente (medidas tangíveis), como medidas de informação e de divulgação que, embora não tenham impactes diretos mensuráveis, sejam indutoras de comportamentos mais racionais e permitam a tomada de decisão mais consciente pelos visados, no que diz respeito à adoção de soluções mais eficientes no consumo de energia elétrica (medidas intangíveis)⁶⁷.

⁶³ A RNAE, criada em 28 de Janeiro de 2010, é uma associação sem fins lucrativos, com existência jurídica, cujo objetivo principal é promover a participação das diversas Agências de Energia e Ambiente em projetos de âmbito alargado, bem como promover a articulação com entidades ligadas às áreas das políticas energéticas e ambientais, incluindo o desenvolvimento de estratégias locais que integrem a eficiência energética e o desenvolvimento sustentável.

⁶⁴ Associação de direito privado, sem fins lucrativos e de Utilidade Pública, criada pelo Decreto-Lei n.º 223/2000, de 9 de setembro, tem por objetivo potenciar a capacidade de atuação nacional no sentido da melhoria da eficiência energética e de um maior aproveitamento dos recursos endógenos, responsável designadamente pela gestão e operação do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE) e do Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), pela prestação de apoio no âmbito do Programa “Eco.AP”.

⁶⁵ O que, congruentemente, é sempre exigido pelo artigo 8.º da Diretiva da ERSE n.º 5/2013.

⁶⁶ *Vd.* preâmbulo e artigos 2.º, 14.º e 25.º da Diretiva da ERSE n.º 5/2013.

⁶⁷ Artigos 4.º e 5.º da Diretiva n.º 5/2013

Em complemento, são enunciadas medidas que, por razões diversas, são *a priori* consideradas como não elegíveis⁶⁸, que inclui medidas que resultem de obrigações legais e regulamentares (evitando a atribuição de apoios ao cumprimento de meros deveres legais), medidas objeto de regulação ou de outros apoios públicos (*v.g.* produção descentralizada), medidas de baixa comparticipação inicial pelo promotor, bem como medidas que não gerem poupanças mensuráveis no âmbito do plano temporal do concurso.

As candidaturas devem ser apresentadas à ERSE, em formato eletrónico, até ao dia 15 do ano anterior ao ano da sua execução, dois meses e meio após o lançamento do anúncio, por forma a serem aprovadas em novembro e poderem ser implementadas, a partir de 1 de janeiro do ano seguinte⁶⁹, por um período máximo de dois anos⁷⁰.

A dotação orçamental do PPEC, aprovada pela ERSE, por cada período de dois anos⁷¹, é repartida entre as medidas tangíveis e as medidas intangíveis, sendo segmentada em seis concursos. A maioria, em número de quatro, está reservada a medidas tangíveis. De entre estes, três destinam-se a todos os promotores, para cada um dos segmentos de mercado (indústria e agricultura, comércio e serviços, e residencial). O sobranço é reservado a promotores que não sejam empresas do setor elétrico. Os concursos de medidas intangíveis, em número de dois, dividem-se entre aquele que é destinado a todos os promotores e o que exclui empresas do setor elétrico. Desta forma, procura-se assegurar que a dotação orçamental é repartida por entre empresas reguladas e entidades não reguladas, beneficiando medidas tangíveis e não tangíveis. Note-se ainda que as medidas tangíveis estão sujeitas a um regime de cofinanciamento, uma vez que o incentivo a atribuir a cada medida é no máximo de 80% da totalidade dos custos da medida, devendo os restantes 20% ser comparticipados pelo promotor e/ou consumidor participante. Inversamente, nas medidas intangíveis, o incentivo a atribuir a cada medida pode, no limite, ser igual à totalidade dos custos suportados pelos promotores na execução da mesma. Apesar das percentagens mínimas definidas de cofinanciamento se apresentarem como relativamente baixas, a competitividade dos concursos tem assegurado que as medidas selecionadas contam com financiamentos médios a cargo dos promotores, tantas vezes, na casa dos 50%⁷².

Em face das propostas recebidas, as candidaturas são sujeitas a avaliação, de acordo com os critérios estabelecidos na perspetiva da regulação económica (definidos pela ERSE) e ainda, desde 2013, e com critérios de política energética, definidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Estes dois grupos de critérios assumem o mesmo exato peso na classificação final.

⁶⁸ Artigo 8.º da Diretiva n.º 5/2013.

⁶⁹ Artigo 35.º da Diretiva 5/2013.

⁷⁰ Artigo 10.º da Diretiva 5/2013.

⁷¹ Artigo 33.º da Diretiva 5/2013.

⁷² *V.d.* o documento da ERSE “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica para 2017-2018, impactes e benefícios das medidas aprovadas”, de fevereiro 2017 – disponível em <www.erse.pt>.

A ERSE avalia as medidas, de acordo com a sua ordem de mérito, atentos os critérios pré-estabelecidos que obedecem a métricas de avaliação, com base num mecanismo de seriação. Assim, as medidas do tipo tangível que apresentem um *teste social positivo* serão elegíveis para seriação, de acordo com critérios de análise benefício-custo, de risco de escala e peso do investimento em equipamento no custo total da medida⁷³. A metodologia de seriação utilizada tem como objetivo selecionar as medidas de eficiência no consumo que apresentem, entre outros critérios previstos, as maiores rentabilidades económicas, que abranjam uma grande diversidade de consumidores e apresentem um carácter inovador. Para apreciar a valia social de cada medida tangível, é efetuado o teste social, que consiste em calcular o Valor Atualizado Líquido (VAL) do ponto de vista social. Assim, apenas as medidas do tipo tangível que apresentem um VAL positivo são elegíveis para financiamento ao abrigo do PPEC. Após aprovação no teste social, as medidas para cada segmento de mercado são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com um conjunto de critérios técnico-económicos. A seleção das medidas realiza-se de acordo com a ordem de mérito referida e de modo a que o somatório dos custos das medidas selecionadas não ultrapasse, em cada segmento de mercado, o montante a financiar pelo PPEC. Caso duas ou mais medidas obtenham a mesma pontuação final, será privilegiada a que apresentar o maior rácio custo-benefício.

As medidas de eficiência no consumo intangíveis são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com critérios de qualidade da medida apresentada, capacidade para ultrapassar barreiras de mercado com efeito multiplicador, equidade, inovação e experiência em programas semelhantes. Caso duas ou mais medidas obtenham a mesma pontuação final, será privilegiada a que apresentar o menor custo no âmbito do PPEC⁷⁴.

Uma vez realizada a avaliação incremental, atentos os critérios de política energética, após período de reclamações, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia a homologação das medidas vencedoras do PPEC, sendo a listagem publicada em Diário da República.

Os promotores, como contrapartida da receção dos incentivos, ficam obrigados a implementar as medidas aprovadas, enviando inicialmente à ERSE um termo de compromisso e de assunção de responsabilidades e, posteriormente, relatórios de progresso, com periodicidade semestral, descrevendo a execução das medidas e respetivos custos suportados, e um relatório de execução final que compile a informação enviada naqueles relatórios intercalares. O pagamento dos incentivos é feito pelo operador da rede de transporte de eletricidade, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., em função dos custos efetivamente incorridos, descritos nos relatórios, após aprovação pela ERSE⁷⁵.

⁷³ Artigos 21 e 22.º da Diretiva n.º 5/2013.

⁷⁴ Artigo 25 da Diretiva n.º 5/2013.

⁷⁵ Artigos 18.º, 28.º, 30.º e 31.º da Diretiva 5/2013.

No campo da fiscalização do cumprimento, não só as candidaturas a medidas de promoção da eficiência no consumo do PPEC devem incluir a apresentação de um plano de verificação e medição dos respetivos impactes, como a ERSE promove auditorias às várias medidas executadas no âmbito do PPEC⁷⁶. Em caso de incumprimento, o promotor fica obrigado a devolver ao operador da rede de transporte os montantes recebidos e impedido de se candidatar a medidas no âmbito do PPEC no ano subsequente. No plano nacional, tendo em vista o cumprimento das metas aplicáveis, o PPEC oferece um contributo não despendendo para a promoção da eficiência no lado do consumo de energia elétrica. Os resultados obtidos pelo PPEC, segundo os dados disponíveis, apresentam uma melhor relação custo-benefício (*cost effective*) do que outras medidas que visam, igualmente, a diminuição das emissões de carbono⁷⁷. Por exemplo, nos anos de 2007 a 2009 os benefícios estimados terão ultrapassado em 4,6 vezes os custos incorridos, e que a medição *ex post* revela benefícios 7,4 vezes acima daqueles⁷⁸. Para 2017-2018 é estimado que os custos com medidas tangíveis (18 milhões de euros) permitam benefícios que ascendam a cerca de 97 milhões de euros, estando o benefício direto auferido pelos consumidores participantes (beneficiários diretos) avaliado em cerca de 151 milhões de euros⁷⁹. Não por acaso, no quadro do crescente reconhecimento da relevância dos *behavioural insights* – i.e. da incorporação do conhecimento adquirido da análise sistemática de fatores subjacentes aos padrões de comportamento na perceção da informação e tomada decisões⁸⁰ – no desenho de políticas mais efetivas, o PPEC é apresentado como um dos mecanismos a ter em conta no campo da eficiência energética⁸¹.

⁷⁶ Artigos 26.º e 27.º da Diretiva 5/2013.

⁷⁷ Isabel APOLINÁRIO, Cristina Correia de BARROS, Hugo COUTINHO, Liliana FERREIRA, Bruno MADEIRA, Paulo OLIVEIRA, Alexandra TAVARES, Artur TRINDADE, Pedro VERDELHO – “Behavioural factors’ influence on energy savings”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, ERSE, 2016, pp. 564-573.

⁷⁸ Isabel APOLINÁRIO, Cristina Correia de BARROS, Carolina Espírito SANTO, Ana FERREIRA, Liliana FERREIRA, Bruno MADEIRA, Pedro VERDELHO – “Results from a competitive tender mechanism to promote energy efficiency in Portugal”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016, pp. 596.

⁷⁹ Cf. documento ERSE, Plano de promoção da eficiência no consumo de energia elétrica para 2017-2018, impactes e benefícios das medidas aprovadas, fevereiro 2017, disponível em <www.erse.pt>.

⁸⁰ Importa reconhecer não apenas que racionalidade económica dos agentes é, na prática, limitada (*bounded rationality*), mas também que estes agem segundo padrões que importa conhecer por forma a induzir comportamentos mais eficientes. Sobre o tema vd. Cesar SANTOLIM – «Behavioral Law And Economics» *E A Teoria Dos Contratos*, Rjlb, Ano 1 (2015), n.º 3 (disponível em http://www.cidp.pt/publicacoes/revistas/rjlb/2015/3/2015_03_0407_0430.pdf).

ALLCOTT, Hunt, ROGERS, Todd, *The Short-Run And Long-Run Effects Of Behavioral Interventions: Experimental Evidence From Energy Conservation*, *American Economic Review*, 2014, 104(10): 3003–3037 (disponível em: <http://scholar.harvard.edu/files/todd_rogers/files/the_short_run_and_long_run_effects_of_behavioral_interventions_experimental_evidence_from_energy_conservation.pdf>).

⁸¹ Vd. relatório do Joint Research Center de 22 de fevereiro de 2016 – disponível em <https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/jrc-biap2016-portugal_en.pdf>; SWANSON, Sam, *Regulatory Mechanisms to Enable Energy Provider Delivered Energy Efficiency*, RAP, março de 2012; pp. 27-28; *A Description of Current Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency*, International Confederation of Energy Regulators, 21 de junho de 2010, pp. 86-87; Grayson C. HEFFNER, Peter du PONT, Greg RYBKA,, Carina PATON, Lynn ROY, Dilip LIMAYE – *Energy Provider-Delivered Energy Efficiency: a global stock-taking based on case studies*, OECD/IEA, 2013, pp. 70-73.

4. Notas Finais

O conceito de eficiência energética e a sua importância nos tempos modernos surgiu essencialmente no quadro da primeira crise petrolífera, tendo dado origem à formação de um quadro legal próprio, que tem vindo a ser reforçado no quadro das prementes preocupações ambientais.

O enorme potencial económico da eficiência energética e a sua importância no quadro geoestratégico contribuem para dar resposta à relativa escassez e volatilidade de preços dos recursos empregues na satisfação das necessidades energéticas. O que explica que a eficiência energética tenha passado a ser perspectivada como uma verdadeira fonte de energia alternativa, capaz de competir com a produção (substituindo-a parcialmente).

Os reguladores da energia, dadas as suas competências tarifárias, desempenham necessariamente um papel estruturante para a promoção da eficiência energética. A par do que se verifica noutros países, em Portugal o regulador energético promove, ainda, um programa específico catalisador da eficiência energética que disponibiliza apoios financeiros, provenientes das tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica, a título de custos de interesse económico geral (CIEG), para a implementação de medidas (tangíveis e intangíveis) avaliadas e selecionadas em concursos, de acordo com critérios métricos, em moldes competitivos.

Estando hoje enquadrado no PANEE 2016 e pelas regras do Sistema Elétrico Nacional, o PPEC insere-se nas designadas “medidas políticas alternativas”, previstas na Diretiva da Eficiência Energética, na modalidade de apoios financeiros provenientes de fundos que disponibilizem verbas para programas de eficiência energética.

O programa de eficiência energética promovido pela ERSE foi evoluindo ao longo do tempo, em função da liberalização do mercado – que implicou desintegração das funções anteriormente exercidas pelos operadores das redes de distribuição e o surgimento de novos agentes, que passaram também a poder concorrer aos fundos disponibilizados – e da experiência recolhida, visando a diversidade dos promotores elegíveis e das candidaturas selecionadas, o reforço da objetividade das regras um maior envolvimento, empenho e responsabilização dos agentes. Mais recentemente, por força das condicionantes do programa de assistência financeira, a avaliação das medidas sujeitas a concurso passaram a estar sujeitas a um procedimento de articulação com a DGEG por forma a mitigar riscos de sobreposição ou de inconsistência de diferentes instrumentos para a eficiência energética.

Na medida em que este programa consiste na atribuição de fundos públicos, obtidos através das tarifas de energia elétrica – um fenómeno de socialização de custos –, exige-se que os concursos sejam abertos e competitivos, a regulação da utilização dos subsídios e que os resultados sejam monitorizados, garantindo não só que os promotores cumprem com os termos das medidas selecionadas, mas também que os benefícios sociais obtidos superem os custos incorridos pelos consumidores.

O PPEC tem inegáveis méritos ao atribuir relevância à eficiência energética do lado da procura, numa cultura ainda muito marcada pelo lado da oferta, subsidiando a implementação de medidas que, de acordo com os critérios métricos, reduzem o consumo ou a gestão de cargas sem prejudicarem o nível de utilização, designadamente por permitirem aos consumidores beneficiários ultrapassarem barreiras como o preço de investimento (medidas tangíveis) e défices de informação (medidas intangíveis). O que contribui para a promoção do tão almejado uso eficiente dos recursos, colocando em foco o lado da procura (a *demand-side response*).

Nessa medida o PPEC, à sua escala, é instrumental à implementação de medidas que contribuem para a concretização da transição energética em curso, que tem na eficiência energética um dos seus principais pilares, no quadro das propostas para a constituição de uma União Energética, visando uma matriz que permita maior competitividade, sustentabilidade e segurança do abastecimento.

REFLEXÕES
DE DIREITO
DA ENERGIA

COLEÇÃO
ESTUDOS
DE ENERGIA

BIBLIOGRAFIA PRINCIPAL

■ Bibliografia Principal

ALLCOTT, Hunt, ROGERS, Todd – *The Short-Run And Long-Run Effects Of Behavioral Interventions: Experimental Evidence From Energy Conservation*, *American Economic Review*, 2014

ALMEIDA, Carlos Ferreira de – *Direito do Consumo*, Coimbra, Almedina, 2005

ALMEIDA, J. PINTO DE – “A gestão direta pelos municípios: vantagens e desvantagens”, *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, João Pacheco de Amorim, Carlos José BATALHÃO (coord.), Braga, AEDREL, 2019, pp. 63-70

AMADOR, João – Produção e Consumo de energia em Portugal: factos estilizados, *Boletim Económico*, Verão 2010, Banco de Portugal, pp. 71-86

AMARAL, Cláudio – “Uma década de Congressos Nacionais de Electricidade (1923-1930), Ambiente, percepções e representações História”, *História – Revista da FLUP*, IV Série, vol. 2, 2012

AMARAL, Diogo Freitas do, *Curso de Direito Administrativo*, Vol. II, com a colaboração de LINO TORRAL, Coimbra, Almedina, 2007

AMARAL, Diogo Freitas do, CAUPERS, João, MARTINS CLARO, João, RAPOSO, João, GARCIA, Maria da Glória Dias, SIZA VIEIRA, Pedro, PEREIRA DA SILVA, Vasco, *Código do Procedimento Administrativo Anotado*, 6.ª ed., Coimbra, Almedina, 2007

AMARAL, Diogo Freitas do, GARCIA, Maria da Glória F. P. D. – “O Estado de Necessidade e a Urgência em Direito Administrativo”, *ROA* 59.º/II, 1999, pp. 447-518

AMARAL, M. LÚCIA – *A Forma da República*, Coimbra, Coimbra Editora, 2012

AMORIM, João Pacheco de – *Direito Administrativo da Economia*, Vol. I, Coimbra, Almedina, 2014

AMORIM, João Pacheco de, BATALHÃO, Carlos José (coord.), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019

ANASTÁCIO, Gonçalo – “Regulação da Energia”, *Regulação em Portugal (novos tempos, novo modelo?)*, Coimbra, Almedina, 2009

ANDOURA, Sami, VINOIS, Jean-Arnold – *From the European Energy Community to the Energy Union, a policy proposal for the short and the long term*, Studies and Reports, Notre Europe, Jacques Delors Institute, 2015

ANDRADE, Vieira de – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão” *Coletânea de Jurisprudência*, t. I

ANDRADE, José Carlos Vieira de, MARCOS, Rui de figueiredo (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Coimbra, Instituto Jurídico, 2013

ANDRADE, José Carlos Vieira de, MARCOS, Rui de figueiredo (coord.) – *Direito do Petróleo*, Faculdade de Direito de Coimbra, Coimbra, Instituto Jurídico, 2013

APOLINÁRIO, Marisa – *O Estado Regulador: o novo papel do Estado Análise da perspectiva da evolução recente do Direito Administrativo*, Coimbra, Almedina, 2015

APOLINÁRIO, Isabel, BARROS, Cristina Correia de, COUTINHO, Hugo, FERREIRA, Líliana, MADEIRA, Bruno, OLIVEIRA, Paulo, TAVARES, Alexandra, TRINDADE, Artur, VERDELHO, Pedro – “Behavioural factors’ influence on energy savings”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, Lisboa, ERSE, 2016, pp. 564-573

APOLINÁRIO, Isabel, BARROS, Cristina Correia de, ESPÍRITO SANTO, Carolina, FERREIRA, Ana FERREIRA, Líliana, MADEIRA, Bruno, VERDELHO, Pedro – “Results from a competitive tender mechanism to promote energy efficiency in Portugal”, *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, Lisboa, ERSE, 2016, pp. 596-616

BARROCAS, Manuel P. – «A Arbitragem na União Europeia», 10.º Congresso Internacional do Direito da Energia», Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia, São Paulo, setembro 2015

CAETANO, Marcello – *Manual de Direito Administrativo*, II, 10.ª edição, Coimbra, Almedina, 2010.

CAMERON, Peter – *Competition in Energy Markets, Law and Regulation in the European Union*, Oxford University Press, 2001

CAMPOS, Diogo DUARTE – *A Escolha do parceiro Privado nas Parcerias Público-Privadas (A adjudicação in-house em particular)*, Coimbra, Coimbra Editora, 2010

CANOTILHO, J. J. Gomes – *Direito constitucional e teoria da Constituição*, Almedina, Coimbra, 2003

CARVALHO, Jorge Morais – *Manual de Direito do Consumo*, Coimbra, Almedina, 2013

CAVALCANTI, Caio César Torres (coord.) – *Energia em Tempos de Pandemia: impactos da COVID-19 nos setores energéticos Ibero-Americanos*, Lisboa, EVEx, 2020

CHEVALIER, Jean-Marie, *Les Grandes batailles de l'énergie, Petit traité d'une économie violente*, Collection Folio actuel (n° 111), Gallimard, 2004

COASE, R.H. – «The Problem of Social Cost», *Journal of Law and Economics* 8, 1960

COIMBRA, José Duarte, CALDEIRA, Marco, SERRÃO, Tiago – *Direito Administrativo da Emergência*, Almedina, 2020

COLLAÇO, João Maria Tello de Magalhães – *Concessões de serviços públicos, sua natureza jurídica*, Coimbra, 1928

COMISSÃO EUROPEIA – *Livro Verde da Comissão Europeia sobre os Serviços de Interesse Económico Geral*, Bruxelas, 21.05.2003 COM (2003) 270 final

CONFRARIA, João – *Regulação e Concorrência – Desafios do século XXI*, 2.ª ed., Universidade Católica Editora, 2011

CONSELHO ECONÓMICO E SOCIAL – *Os Serviços de Interesse Económico Geral (Estudos Setoriais)*, Lisboa, 2006

CORREIA, Sérvulo – “Revisitando o Estado de Necessidade”, *Em Homenagem ao Professor Doutor Diogo Freitas do Amaral*, Coimbra, Almedina, 2010, 719 e ss.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) – *Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities*, CEER Report, C18-CRM9_DS7-05-03, 25 June 2019.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) – *Renewable Self-Consumers and Energy Communities*, CEER White Paper series (paper # VIII) on the European Commission’s Clean Energy Proposals, 27 July 2017

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) – *Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency: an overview by CER & CEER*, april 2011

DAINTITH, Terence – *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 10, Issue 1, 1 March 2017

DIAS, Eduardo Figueiredo, «A certificação e a eficiência energética dos edifícios», *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008

Díez, Isabel Fernández – “Calidad del subministro y derechos de los usuarios. La suspensión del subministro. Gestión de la demanda, ahorro y eficiencia energética”, *Derecho de la Regulación Económica*, III Sector Energético, Tomo II, Madrid, 2009

DOB BENI, Daniel, GLACHANT, Jean-Michel, VINOIS, Jean-Arnold – «The new EU Electricity Package, repackaged as a Six Hands Christmas Wish List...», *Policy Briefs*, 2017/27, Florence School of Regulation, Energy, 2017

EIKELAND, Per Ove – *The Long and Winding Road to the Internal Energy Market*, consistencies and inconsistencies in EU policy, FNI Report 8/2004

- ESTORNINHO, Maria João – *Curso de Direito dos Contratos Públicos* (por uma contratação pública sustentável), Coimbra, Almedina, 2014
- EUROPEAN COMPANY LAWYERS ASSOCIATION – *Celebrating 30 years of ECLA* (About ECLA: a European Lawyers' History), 26 September 2013
- EVERCOOREN, Dirk Van – “The EU Approach to the Regulation of Guarantees of Origin”, *European Energy Law Report*, Volume XIII, Intersentia, 2020
- FATTOUH, Bassam, POUKINEH, Rahmatallah, WEST, Rob – *The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?*, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2018.
- FERNANDES, Filipe de Vasconcelos – *A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético, Regime Fiscal e Constitucional*, Gestlegal, 2019
- FERREIRA, Eduardo Paz, MORAIS, Luís Silva – *Regulação em Portugal, novos tempos, novo modelo?*, Coimbra, Almedina, 2009
- FIGUEIRA, João – *Distribuição de Eletricidade em Portugal 1976-2000*, Lisboa, EDP Distribuição, 2019
- FLEMING, Ruven, KREEFT, Gijs – «Power-to-Gas and Hydrogen for Energy Storage under EU Energy Law», *European Energy Law Report*, Volume XIII, Intersentia, 2020
- FRASER, Roberta, *Medidas Compensatórias e Tutela da Biodiversidade, Enquadramento jurídico, aplicabilidade e desafios de operacionalização no âmbito do setor elétrico*, Coimbra, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2016
- FREITAS, Lourenço Vilhena de – *Direito Administrativo da Energia*, AAFDL, 2013
- GAMA, João TABORDA DA – “A Contribuição para o Audiovisual”, *Fiscalidade da Energia*, SÉRGIO VASQUES (coord.), Coimbra, Almedina, 2017, pp. 133-174

GARCIA, Leite, SANTANA, João, RESENDE, Maria José, VERDELHO, Pedro, *Sistema Elétrico: Análise Técnico-Económica*, Lisboa, Lidel, 2016

GARCIA, Nuno de Oliveira – “Preços, Tributos e Entidades Reguladoras Independentes: o Caso do Sector da Electricidade”, *Ciência e Técnica Fiscal*, n.º 418, Centro de Estudos Fiscais, 2006, pp. 121-155

GERADIN, Damien – *The Liberalization of Energy and Natural Gas in the European Union*, Kluwer Law International, The Netherlands, 2001

GOMES, Carla Amado – «O Regime Jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais», *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008

GOMES, Carla Amado (coord.), *O Direito da Energia em Portugal: cinco questões sobre “o estado da arte”*, Lisboa, ICJP/CIDP, 2016

GOMES, Carla Amado, ANTUNES, Tiago, “O Ambiente no tratado de lisboa: uma relação sustentada”, *Actualidad Jurídica Ambiental*, 28 de maio de 2010 (disponível em <https://www.actualidadjuridicaambiental.com>)

GOMES, Carla Amado, ANTUNES, Tiago – «O Ambiente e o Tratado de Lisboa: uma relação sustentada», *A União Europeia segundo o Tratado de Lisboa* (aspectos centrais), Coimbra, Almedina, 2011

GOMES, Carla Amado, FRANCO, Raquel – “Produção Descentralizada de energia elétrica: a perspetiva do consumidor”, *E-Pública*, Vol. 5, n.º 2, julho de 2018

GONÇALVES, Pedro Costa

– *A concessão de serviços públicos*, Coimbra, Almedina, 1999

– *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra, Coimbra Editora, 2008

– “Regulação Administrativa e Contrato”, *Estudos em Homenagem ao Prof. Doutor Sérvulo Correia*, vol. II, Coimbra, Coimbra Editora, 2010, pp. 987-1023

– “Estado de Garantia e Mercado”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade do Porto*, vol. VII (especial: Comunicações do I Triénio dos Encontros de Professores de Direito Público), 2010, pp. 97-128

GONÇALVES, Pedro; MARTINS, Licínio Lopes – «Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador», *Estudos de Regulação Pública - I*, Coimbra, Coimbra Editora, 2004.

GONÇALVES, Pedro, OLIVEIRA, Rodrigo Esteves de – *As Concessões Municipais de Distribuição de Eletricidade*, Coimbra, Coimbra Editora, 2001

GOUVEIA, Jorge Bacelar

– *Estado de Exceção no Direito Constitucional* – uma perspetiva do Constitucionalismo Democrático, Coimbra, 2020

– “O Estado de Exceção Constitucional em Portugal”, *Estado de Emergência - COVID-19*

– *Implicações na Justiça*, Coleção Caderno Especial, Lisboa, Centro de Estudos Judiciários, abril de 2020

HANCHER, Leigh, HAUTECLOCQUE, Adrien de, SADOWSKA, Małgorzata – «Report from Vienna Forum on European Energy Law», *Vienna Forum on European Energy Law*, 13 March 2015

HARDIN GARRETT, *The Tragedy of the Commons*, Science, December 13, 1968

HEFFNER, Grayson C., PONT, Peter du, RYBKA, Greg, PATON, Carina, ROY, Lynn, LIMAYE, Dilip, *Energy Provider-Delivered Energy Efficiency: a global stock-taking based on case studies*, OECD/IEA, 2013

HUNT, Sally, SHUTTLEWORTH, Graham – *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996

INKPEN, Andrew, MOFFETT, Michael H. – *The Global Oil & Gas Industry*, Management, Strategy & Finance, PennWell, USA, 2011

INOCÊNCIO, Flávio G. I. – *A Organização dos Países Exportadores de Petróleo: o caso de Angola*, Lisboa, Chiado Editora, 2015

INTERNATIONAL CONFEDERATION OF ENERGY REGULATORS, *A Description of Current Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency*, International Confederation of Energy Regulators, 21 de junho de 2010

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – *Digitalization & Energy*, OECD/IEA, 2017

JOHNSTON, Angus, BLOCK, Guy – *EU Energy Law*, Oxford, 2012

JOINT RESEARCH CENTER – *Behavioural Insights Applied to Policy*, 22 de fevereiro de 2016 – disponível em <https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/jrc-biap2016-portugal_en.pdf>

JONES, Christopher W., *EU Energy Law*, EU Environmental Law, Vol. III, Claeys & Casteels, 2006

JONES, Christopher – *EU Energy Law*, The Internal Energy Market, The Third Liberalisation Package, Vol. I, Claeys & Casteels, 2010

LALLEMAND-KIRCHE, Geneviève, TIXIER, Caroline, PIFFAUT, Henri – “The Treatment of State-owned Enterprises in EU Competition Law: New Developments and Future Challenges”, *Journal of European Competition Law & Practice*, 2017, Vol. 8, No. 5, pp. 295-308

LEAL-ARCAS, Rafael – «The creation of a European Energy Union», *European Energy Journal*, Volume 5, Issue 3, August 2015.

LOBO, Carlos – *Sectores em Rede: Regulação para a Concorrência*, Coimbra, Almedina, 2009

LOMBA, Pedro – “A questão da suficiência jurídica do “estado de emergência administrativo”, *Observador*, 5 de maio de 2020 (disponível em <https://observador.pt/opiniao/a-questao-da-suficiencia-juridica-do-estado-de-emergencia-administrativo>)

MAÇÃS, Fernanda – “A concessão de serviço público e o Código dos Contratos Públicos”, *Estudos de Contratação Pública*, Vol. I, Coimbra, Almedina, 2008, pp. 369-430

MacNaughton, Joan – *Climate-Energy Security Nexus: Role of Policy in Building Resilience to Climate Change*, World Energy Council, 4 November 2015

- MAGALHÃES, Ricardo MAIA – “A gestão indireta da energia em baixa tensão: das concessões à preferência pela gestão empresarial local”, João PACHECO DE AMORIM, Carlos José BATALHÃO (coord.), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 71-86
- MARIANO, Mário – *História da Electricidade*, Lisboa, Electricidade de Portugal, 1993
- MARQUES, Vítor – *Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede*, GEPE Ministério da Economia, Lisboa, 2003
- MARTINS, Ana Maria Guerra – *Manual de Direito da União Europeia*, Coimbra, Almedina, 2014.
- MARTINS, Rodrigo Varela – “Os poderes de regulação da ERSE”, *Revista de Direito Público e Regulação*, CEDIPRE, n.º 3, setembro de 2009
- MAURÍCIO, Artur – “A Garantia Constitucional da Autonomia Local à Luz da Jurisprudência do Tribunal Constitucional”, *Estudos em Homenagem ao Conselheiro José Manuel Cardoso da Costa*, Coimbra Editora, Coimbra, 2003
- MEDEIROS, Rui
- “Raízes e Contexto da Decisão Binária entre Sistemas Multimunicipais e Sistemas Municipais no Sector da Água e Perspetivas de Futuro”, *Série de Cursos Técnicos 3 - Direito da Água*, ICJP, 2013, pp. 67-87
- “A força normativa da covid-19”, *Expresso*, 1 de maio de 2020 (disponível em: <https://expresso.pt/autores/2020-05-01-Rui-Medeiros>)
- MELO, Pedro – “Subsídios para a compreensão do actual enquadramento legislativo do sector do gás natural em Portugal”, *Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural*, Coimbra, Almedina, 2004,
- MIRANDA, João – “O regime jurídico de acesso às actividades de produção e de comercialização no sector energético nacional”, *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008
- MIRANDA, Jorge – *Manual de Direito Constitucional*, Tomo I (Preliminares, o Estado e os Sistemas Constitucionais), 6.ª Edição, Coimbra, Coimbra Editora, 1997.

MONIZ, Ana Raquel Gonçalves – “Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores?”, *A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013

MOREIRA, Vital – «Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral», *Estudos de Regulação Pública - I*, Coimbra, Coimbra Editora, 2004

MOREIRA, Vital, MAÇÃS, Fernanda – *Autoridades Reguladoras Independentes – Estudo e Projeto de Lei-Quadro*, Coimbra, Coimbra Editora, 2003

NOVAIS, Reis – “Estado de Emergência – Quatro Notas Jurídico-Constitucionais sobre o Decreto Presidencial”, *Observatório Almedina*, de 19 de março de 2020 (disponível em <https://observatorio.almedina.net>)

OFGEM – *Supplier of Last Resort: Revised Guidance*, 2008 (disponível em <http://www.ofgem.gov.uk>)

OLIVEIRA, António Cândido de – *Direito das Autarquias Locais*, Coimbra, Coimbra Editora, 2013

OLIVEIRA, Fernanda Paula, CAMPOS, Diogo Duarte de, MACHADO, Carla – *Eficiência energética na contratação pública*, Almedina, 2018

OTERO, Paulo – *Legalidade e Administração Pública, o Sentido da Vinculação Administrativa à Juridicidade*, Coimbra, Almedina, 2017

PACHECO, Mónica Carneiro, MENDES, João Marques – “Algumas notas sobre as relações triangulares nos sectores regulados”, *Estudos em Homenagem a Rui Pena*, Rui CHANCERELLE DE MACHETE, José de MATOS CORREIA, Agostinho PEREIRA DE MIRANDA, Pedro MELO, Nuno PENA, Almedina, pp. 837-840

PEDRO, Ricardo – «Auxílios de Minimis 2014-2010: Notas à luz do Regulamento (UE) n.º 1407/2013», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, Número 17, Janeiro/Março 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 65-96

PEREIRA, André Gonçalves, QUADROS, Fausto de – *Manuel de Direito Internacional Público*, 3.^a Edição, Coimbra, Almedina, 2001

PEREIRA, Paulo Pinto – *Os Contratos De Gestão De Eficiência Energética: Natureza Jurídica e Regime Substantivo*, Mestrado em Direito Administrativo, vertente energia, Lisboa, abril de 2012, pp. 12-15 (disponível em <https://repositorio.ucp.pt>)

PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. – *Regulation of the Power Sector*, London, SpringerLink, 2013

PÉREZ-ARRIAGA, I., KNITTEL – Christopher (Coord.) – *Utility Of The Future, An MIT Energy Initiative Response To An Industry In Transition*, Massachusetts Institute of Technology, December 2016 (disponível em <https://energy.mit.edu>)

PINTO, F. Vaz, GRANADEIRO, J. – «Round-up of arbitrations in the renewable energy sector: Lessons for Portugal», e-Pública, Vol. 6 n.º 2, Setembro de 2019, p. 73-113

RIBEIRO, José – *História Legislativa do Setor Eléctrico em Portugal*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2001
– “O Tribunal e o Direito Europeu da Concorrência”, *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008

RIGONI, Giuliana Magalhães – «A Regulamentação dos Investimentos Internacionais no Tratado da Carta da Energia», *Revista da Faculdade de Direito da UFMG*, Belo Horizonte, nº 51, jul. – dez. 2007

ROCHETTE, Gustavo – *O Mercado Ibérico de Energia Eléctrica: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*, Working Papers Direito da Energia n.º 1/2015, DaeDE, Setembro de 2015 (disponível em <http://www.fd.uc.pt/daede>)

ROGGENKAMP, Martha, RØNNE, Anita, REDGWELL, Catherine & GUAYO, Iñigo del – *A Energy Law in Europe (National, EU and International Regulation)*, Oxford University Press, 2001

SÁ, Flávia da Costa de – *Contratos de Prestação de Serviços de Comunicações Eletrónicas: A Suspensão do Serviço em Especial*, Dissertação de Mestrado em Direito, FDUNL, 2014

SANTANA, João J. E., RESENDE, Maria José – *Refletir Energia*, ETEP – Edições Técnicas e Profissionais, 2006.

SANTOLIM, Cesar – «Behavioral Law And Economics» E A Teoria Dos Contratos, Rjlb, Ano 1 2015 (disponível em <http://www.cidp.pt/publicacoes/revistas/243/1/12>)

SANTOS, Filipe Matias

– «O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural», *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril/ junho 2014, Coimbra, Almedina, 2015, pp. 89-115

– «Regulação e Proteção dos Consumidores de energia», Jorge MORAIS CARVALHO (coord.), *I Congresso de Direito do Consumo*, Coimbra, Almedina, 2016, pp. 229-257

– «Integração Europeia nos Domínios da Energia: da origem à auspiciosa “União Energética”», *A Regulação da Energia em Portugal 2007-2017*, Lisboa, ERSE, 2016

– “Contratualização de eficiência energética na gestão da procura- O caso do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)”, Suzana TAVARES DA SILVA (coord.), *Direito da Eficiência Energética*, Coimbra, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2017, pp. 609-634

– “The regulatory Challenges of Disruptive Energy Technologies”, Carla AMADO GOMES, Francisco PAES MARQUES (coord.), *The Transformation Of Energy Law Through Technological And Legal Innovations*, ICJP/CIDP, 2018, pp. 51-63

– “Breves Considerações Regulatórias sobre os Concursos para Atribuição de Novas Concessões de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão”, Newsletter do CEDIPRE – Centro de Estudos de Direito Público e Regulação (Universidade de Coimbra), Dezembro 2018 | Número 9

– “Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão”, João PACHECO DE AMORIM, Carlos José BATALHÃO, (coord.), *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, Braga, AEDREL, 2019, pp. 17-32

- “As concessões no Sistema Elétrico Nacional no quadro da regulação económica institucionalizada”, *RDA – Revista de Direito Administrativo*, número 6 (set-dez 2019), AAFDL, 2019, pp. 52-58
- “Regulação do Setor Energético”, *Garantia de Direitos e Regulação: perspectivas de direito administrativo*, Carla AMADO GOMES, Ricardo PEDRO, Rute SARAIVA, Fernanda MAÇÃS (coord.), AAFDL, 2019, pp. 1213-1246
- «Transição Energética: enquadramento e desafios», *Revista Videre*, Dourados, Brasil, MS, v.11, n.22, jul./dez. 2019- ISSN 2177-7837, pp. 143-153
- “O Binómio Energia-Ambiente – Políticas Públicas de Energia à Entrada dos Novos anos 20”, *E-pública*, Vol. 7 n.º 2, setembro de 2020 – ISSN 2183-184X, pp. 56-72
- “Regulação do Setor Energético”, *Garantia de Direitos e Regulação: perspectivas de direito administrativo*, Carla Amado Gomes, Ricardo Pedro, Rute Saraiva, Fernanda Maçãs (coord.), AAFDL, 2019, pp. 1213-1246
- «Transição Energética: enquadramento e desafios», *Revista Videre*, Dourados, Brasil, MS, v.11, n.22, jul./dez. 2019- ISSN 2177-7837, pp. 143-153
- “O Binómio Energia-Ambiente – Políticas Públicas de Energia à Entrada dos Novos anos 20”, *E-pública*, Vol. 7 n.º 2, setembro de 2020 – ISSN 2183-184X, pp. 56-72
- “A Resposta Regulatória à Covid-19 no Setor Energético Português”, Caio César Torres Cavalcanti (coord.), *Energia em Tempos de Pandemia: impactos da COVID-19 nos setores energéticos Ibero-Americanos*, Lisboa, EVEx, 2020, pp. 262-267
- SANTOS, Vítor – «A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios», *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Lisboa, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26
- SAUTER, Wolf – *Public Services in EU Law*, Cambridge University Press, 2015
- SAVENIJE, Davide – «The 10 greatest challenges the utility industry faces today», *Utility Dive*, July 16, 2013.
- SILVA, João Nuno Calvão da – “Responsabilidade dos reguladores na fixação e controlo das tarifas”, *O Direito*, ano 143, n.º 3, junho de 2011, pp. 507-544

- SILVA, Susana Tavares da – «MIBEL: o início do embuste», *Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 14, 2004
- «O Mibel e o mercado interno da energia», *Temas de Direito da Energia*, n.º 3, Coimbra, Almedina, 2008
- *Direito da Energia*, Coimbra, Coimbra Editora, 2011
- *As taxas e a coerência do sistema tributário*, 2.ª edição, Coimbra Editora, 2013
- *Roteiro Jurídico Comparado da Eficiência Energética*, Coimbra, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2016
- *Direito da Eficiência Energética*, Coimbra, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2017
- “O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: breve apontamento crítico”, *Questões Atuais de Direito Local*, n.º 19, Braga, AEDREL, Julho/Setembro 2017 (também publicado em João Pacheco de AMORIM, Carlos José BATALHÃO (coord.) – *Os Municípios e a Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*, AEDREL, 2019, pp. 107-118)
- SIMONETTI, Sander – «Two Models of Last Resort Supply in the Liberalised European Energy Market», *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol. 24, N.º 4, novembro de 2006
- SOUSA, Marcelo Rebelo de – “Distribuição pelos Municípios de Energia Elétrica em baixa tensão”, *Coletânea de Jurisprudência*, t. v
- SOUSA, Marcelo Rebelo de, MATOS, André Salgado de – *Direito Administrativo Geral*, Tomo I, Lisboa, Dom Quixote, 2008, p. 153.
- SWANSON, Sam – *Regulatory Mechanisms to Enable Energy Provider Delivered Energy Efficiency*, RAP, março de 2012
- SWEENEY, James L. – «The California Electricity Crisis – Lessons for the Future», *The Bridge*, Volume 32, Number 2, Summer 2002.
- TALUS, Kim – *EU Energy Law and Policy, A Critical Account*, Oxford, 2013.

TORGAL, Lino, GERALDES, João de Oliveira – “Concessões de Actividades Públicas e Direito de Exclusivo”, *Revista da Ordem dos Advogados*, ano 72, IV – Lisboa, Outubro, 2012, pp. 1098-1112

TORRES LÓPEZ, Maria Asunción, ARANA GARCÍA, Estanislao, MORAL SORIANO, Leonor – *El sector eléctrico en España*, Competencia y servicio público, Granada, Editorial Comares, 2007.

TRICKS, Henry – “Clean power is shaking up the global geopolitics of energy”, *The Economist*, 15 de março de 2018

VASCONCELOS, Jorge – *Anos Luz*, Lisboa, Entrelinhas, 2006
– “The energy transition from the European perspective”, Vicente Lopez-Ibor (ed.), *Clean Energy – Law and Regulation*, Londres, Wildy, Simmonds & Hill Publishing, 2017

VASQUES, SÉRGIO – “A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético”, *Fiscalidade da Energia*, SÉRGIO VASQUES (coord.), Almedina, 2017

VICENTE, Marta de Sousa Nunes
– *A Quebra da Legalidade Material na Actividade Normativa de Regulação Económica*, Coimbra, Coimbra Editora, 2012
– «A União Europeia, o investimento e a energia», S. TAVARES DA SILVA (coord.), *Direito da eficiência energética*, Coimbra, Instituto Jurídico da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, pp. 719-750

WILGUS, Horace Lafayette – *The Standard Oil Decision: The Rule of Reason*, Mich. L. Rev. 9, University of Michigan Law School Scholarship Repository, 1911

ZIEGLER, Pacôme, TRIGO, A. Coimbra – “O direito de regular do Estado e o padrão do tratamento justo e equitativo sob o Tratado da Carta da Energia: As lições do Reino de Espanha”, *e-Pública*, Vol. 6 n.º 2, Setembro de 2019, p. 136-167

