

Novas Perspetivas para a Regulação do Setor Elétrico

NEW PERSPECTIVES FOR THE REGULATION OF THE ELECTRICITY SECTOR

Vitor Marques

Received for publication: June 15, 2020

Revision accepted for publication: April 9, 2021

RESUMO

O presente texto apresenta a evolução da regulação do setor elétrico em Portugal desde o início do século XXI, quando muitos setores elétricos, entre os quais o nacional, ainda se encontravam no início do processo de liberalização. Este processo era movido pelo objetivo europeu de criação do Mercado Interno da Energia. Desde então, o contexto da regulação do setor elétrico na Europa e em Portugal evoluiu significativamente. Os avanços tecnológicos, as necessidades decorrentes das alterações climáticas e o maior escrutínio dos consumidores sobre as ações dos reguladores constituem motores da alteração drástica desse contexto. Ao discutir as principais alterações tecnológicas e organizativas que se verificaram nos últimos anos, este estudo apresenta, igualmente, um conjunto de desafios para a regulação do setor elétrico em Portugal no contexto europeu.

Palavras-chave: Regulação sectorial; monopólios naturais; transição energética; setor elétrico.

ABSTRACT

This study presents the development of energy regulation in Portugal, in particular, progress in the electricity sector since the beginning of the century when the electricity sector was still at the start of the process of liberalization, accompanied by new agents entering with private equity, along its value chain. This pattern, common to most European countries, was largely the result of the foundation of the Internal Energy Market. This process was designed to allow consumers to benefit from a more competitive market and from a better use of Europe's energy resources. The context of the electricity sector has evolved significantly ever since. The technological advances, the needs resulting from climate change and the increased scrutiny of regulators' activities, in particular by consumers, are not only drastic changes, but also main drivers of the new regulatory context. By presenting the main technological and organizational changes that have taken place in recent years, this study also highlights many challenges for the regulation of the electricity sector in Portugal in the European context.

Keywords: Sectoral regulation; natural monopolies; energy transition; electricity sector.

JEL Classification: L12; L51; L94.

Disclaimer: Os resultados e opiniões apresentados neste artigo são da inteira responsabilidade do autor e não devem estar de forma alguma associados às opiniões oficiais da ERSE, nem vinculam esta instituição.

1. INTRODUÇÃO

O presente texto é um exercício retrospectivo, focado na regulação da energia e, em particular, na regulação do setor elétrico. O ano de referência para este exercício é 2003, quando foi publicado “Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede” (Marques, 2003), livro que apresentava um conjunto de conceitos económicos, que enquadram a regulação setorial e concorrencial, e abordava problemáticas que a regulação do setor elétrico enfrentava à data. Nesse ano, a maioria dos setores elétricos dos países europeus, tal como o nacional, encontrava-se numa fase embrionária do processo de liberalização, que se foi consolidando até à atualidade. Este processo é em grande parte fruto do objetivo europeu de criação do Mercado Interno da Energia (MIE), cujas bases tinham sido lançadas no final dos anos 90 do século XX. O MIE visa permitir aos consumidores europeus beneficiarem das vantagens de um mercado competitivo de grande dimensão, capaz de aproveitar os recursos endógenos existentes na Europa de forma eficaz.

Essa pretensão confrontava-se, na altura, com barreiras ao nível das infraestruturas existentes nos setores elétricos europeus, assim como ao nível das suas estruturas organizativas. No que dizia respeito a estas últimas, esses setores deveriam permitir a entrada de novos agentes em condições de igualdade face aos incumbentes nacionais. Deveriam igualmente ser criadas condições para a existência de mercados de índole nacional ou regional a montante e a jusante da cadeia de valor do setor elétrico que pudessem, posteriormente, ser fundidos com outros mercados da mesma natureza, com vista à criação de mercados alargados que englobassem vários países europeus. Finalmente, deveriam ser criados reguladores setoriais que, apesar de pertencerem à administração pública, fossem independentes do Estado concedente, o que lhes permitiria, por exemplo, não serem influenciados pelos ciclos eleitorais. Essas entidades distinguiam-se dos restantes órgãos do Estado não apenas devido à sua natureza independente, mas também pelos instrumentos que privilegiariam na prossecução dos seus objetivos que assentariam na teoria económica.¹

Nos últimos 18 anos, o contexto regulatório evoluiu significativamente, em grande parte devido aos avanços tecnológicos, às necessidades decorrentes das alterações climáticas e ao maior escrutínio dos consumidores sobre as ações dos reguladores. Ao apresentar os principais fatores que explicam a evolução do contexto regulatório ao longo desse período, o presente texto apresenta, igualmente, os novos desafios enfrentados pelo regulador independente quando procura assegurar que o setor elétrico contribua de forma sustentável para o desenvolvimento económico do país.

¹ A existência de entidades reguladoras independentes do poder executivo, externas aos poderes legislativo e judicial, não era, contudo, uma novidade em toda a Europa e noutros países fora deste continente. Refira-se, em particular, o caso dos países anglo-saxónicos, onde o Estado, tradicionalmente, não desempenha um papel centralizador no funcionamento da economia e onde o poder judicial baseia-se no *common law*.

2. NOVA ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

2.1. MUDANÇAS TECNOLÓGICAS

No início do século XXI, o setor elétrico caracterizava-se por ser um setor verticalmente integrado, com agentes com papéis claramente definidos ao longo da sua cadeia de valor. Nesse contexto, a energia elétrica, fornecida aos consumidores através de redes de distribuição e de transporte,² provinha de centros electroprodutores afastados dos locais de consumo, que produziam energia elétrica com base em energia fósseis ou em aproveitamentos hidroelétricos de grande dimensão. Refira-se que esta estrutura produtiva tinha impactes negativos nos ecossistemas porque a produção de energia elétrica com recurso a combustíveis fósseis emite grandes quantidades de gases com efeito de estufa (CO₂, N₂O, CH₄, etc.), enquanto os grandes aproveitamentos hídricos provocam erosão dos solos e, embora em muito menor escala do que a produção com recurso a combustíveis fósseis, também geram emissões de gases de efeito de estufa (Dai e Liu, 2013; Lima, 2008).

A liberalização dos setores elétricos, designadamente nas atividades de produção e de comercialização, acompanhada pela separação dessas atividades das atividades de redes que são monopólios naturais, o transporte e a distribuição de energia elétrica, provocou o fim das *utilities* verticalmente integradas.

Assistiu-se, entretanto, a uma forte diminuição dos custos de produção dos centros electroprodutores com fontes de energia renováveis, em particular da produção fotovoltaica, que permitiu um crescimento significativo da produção descentralizada de energia elétrica. Ao contrário da produção de energia elétrica convencional, a produção descentralizada, também chamada de produção distribuída, não é despachada³ centralmente pelo gestor do sistema e não é encaminhada pela rede de transporte, sendo, pelo contrário, diretamente injetada na rede de distribuição e, por isso, encontra-se de um modo geral mais perto dos centros de consumo. Esta mudança tecnológica levanta grandes desafios à gestão do sistema por parte dos operadores das redes de transporte e de distribuição.⁴ Um dos principais desafios que enfrenta estes operadores advém de a produção de energia elétrica distribuída recorrer, na maior parte das vezes, a fontes de energia renováveis, que são por natureza intermitentes e não despacháveis centralmente por dependerem de fatores não controláveis, como por exemplo a velocidade do vento e a intensidade da luz solar.

Acresce que neste novo contexto os fluxos de energia elétrica podem, igualmente, direccionar-se no sentido dos níveis de tensão mais elevados, isto é, da rede de distribuição para a rede de transporte, se as potências injetadas tiverem algum peso face ao consumo local

² O transporte de eletricidade consiste grosso modo no encaminhamento da energia elétrica desde os centros electroprodutores, em muita alta tensão (normalmente a partir de 110 kV), até às redes de distribuição, a partir das quais a eletricidade será fornecida aos consumidores finais, com níveis de tensão que não ultrapassam 50 kV.

³ O despacho é a ordem dada aos centros electroprodutores pelo gestor do sistema elétrico, atividade geralmente assumida pelo operador da rede de transporte, de injeção na rede de uma determinada potência durante um determinado período para fazer face à variação de procura de energia nesse período.

⁴ Entende-se por gestão dos sistemas elétricos as ações desenvolvidas pelos operadores das redes para garantirem um equilíbrio contínuo entre a produção e o consumo de energia elétrica, com níveis adequados de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

(Leiß, 2013), o que torna mais complexa a gestão dos setores elétricos, tanto a nível físico, como económico. Esta complexidade é ampliada com o grande aumento de consumidores que passaram a produzir energia elétrica para consumo próprio, ou até para injeção na rede de distribuição, devido à diminuição dos custos de produção⁵. No entanto, o progresso tecnológico também permitiu responder a estes novos desafios e suportar a reconfiguração da organização dos setores elétricos em torno de dois vetores: i) a maior capacidade de tratamento e armazenamento de dados decorrente das tecnologias de informação e ii) a maior eficiência do armazenamento de energia elétrica através de baterias.

2.1.1. REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O primeiro vetor referido anteriormente está na base das chamadas “redes inteligentes”. Segundo a definição dada pelos reguladores europeus num documento de 2009 (ERGEG, 2009), as “redes inteligentes” integram, de modo eficiente em termos de custo, o comportamento e as ações de todos os utilizadores que lhes estão ligados – produtores, consumidores e utilizadores com ambas as funções – com o objetivo de assegurar um sistema energético economicamente eficiente e sustentável, com baixo nível de perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, de segurança de abastecimento e de proteção.

As tecnologias que promovem a “inteligência” das redes situam-se ao longo da cadeia de valor desde os contadores inteligentes ao nível dos consumidores até, mais a montante, aos equipamentos e sistemas para recolha, transmissão e armazenamento de dados e, ainda, aos equipamentos de comando e controlo ao nível das infraestruturas de redes elétricas (Comissão Europeia, 2011). A integração de “inteligência” nas redes por parte dos operadores de redes europeus não é apenas fruto do acompanhamento da evolução tecnológica que se verifica no conjunto da economia, mas deve-se sobretudo à necessidade de responder ativamente aos novos desafios que a gestão dos fluxos de energia e económicos, principalmente nas redes de distribuição, enfrenta.

Tal como referido no ponto anterior, estes desafios decorrem em grande parte da penetração da produção a partir de fontes de energias renováveis, cuja disponibilidade é intermitente, bem como de novas formas de utilização da energia elétrica, designadamente com os veículos elétricos. Em Portugal, entre 2005 e 2015, a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável intermitente passou de cerca de 28% para mais de 52% da produção total de energia elétrica (Comissão Europeia, 2017). Estas alterações ao nível da produção e do consumo de energia elétrica geram novos fluxos de energia, com sentidos opostos aos que ocorriam até à data (dos níveis mais baixos de tensão para os níveis de tensão mais elevados, por exemplo), em novos locais das redes e em novos períodos do dia e, consequentemente, geram também novos picos de consumo em termos de horários e de localização.

A resposta tradicional a estas alterações nos fluxos energéticos e económicos passaria por um reforço dos investimentos nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, bem como em centros electroprodutores com tecnologias convencionais, que servissem de

⁵ Para o caso português, ver, por exemplo, Smart grid: Uma Visão da Regulação (Esteves et al., 2017).

back-up à produção de energia elétrica com base em fontes de energia renováveis. Todavia, parte desses investimentos e, consequentemente do acréscimo de custos que lhes estão associados, pode ser evitada se os sistemas elétricos se tornarem mais flexíveis.

O conceito de flexibilidade dos setores elétricos corresponde à capacidade de estes responderem às flutuações da procura e da oferta, enquanto, em paralelo, mantêm-se fiáveis (CEER, 2017). Este conceito é capacitado pela existência de “redes inteligentes”. Assim, tanto os produtores como os consumidores podem contribuir para uma maior flexibilidade dos sistemas elétricos, desde que o sistema seja suficientemente “inteligente” para permitir que esses agentes adaptem o seu comportamento às suas necessidades.

O melhor conhecimento por parte dos operadores das redes do grau de saturação destas e dos perfis de consumos de energia elétrica, conjugado com um melhor conhecimento por parte dos consumidores da evolução dos seus consumos em cada momento, permite valorizar economicamente a flexibilidade das redes para o seu uso mais eficiente. Esta valorização pode concretizar-se através de tarifas dinâmicas de uso das redes ou através da venda em mercado de serviços de sistema associados à gestão da carga, isto é, à procura num determinado momento (Lavrijssen e Carrillo Parra, 2017).

Neste último caso, os consumidores podem vender estes serviços, agregando-os através de um agregador (Crampes e Waddams, 2017). A valorização desta flexibilidade requer a evolução, em paralelo, do quadro regulatório. Este requisito será desenvolvido mais adiante.

2.1.2. NOVAS FORMAS DE ARMAZENAMENTO DA ENERGIA

Além das tendências de evolução tecnológica nos sistemas elétricos, o armazenamento da energia elétrica com recurso a baterias constitui outra tendência que possibilita aos utilizadores das redes desempenharem novas funções, contribuindo para a garantia da flexibilidade dessas infraestruturas. O armazenamento de energia elétrica tem sido, desde há muitos anos, possível em grandes quantidades através da bombagem da água das albufeiras de aproveitamentos hidrológicos ou ainda de forma mais difusa, com recurso aos sistemas de armazenamento de água quentes para usos domésticos. Contudo, a tendência de forte diminuição dos custos com baterias que se tem verificado, que se perspetiva deva continuar (Hatzigiorgiou, et al., 2007; Esteves, et al., 2017; Irena, 2017), conjugada com a diminuição dos custos da produção fotovoltaica, comparativamente com o preço da energia elétrica, torna economicamente racional ao cliente doméstico adquirir baterias para armazenar a energia fotovoltaica produzida e consumi-la posteriormente, em lugar de adquiri-la.⁶

Esta nova realidade permite antecipar novas estruturas organizativas nas quais os sistemas de armazenamento permitirão aos consumidores dissociar os períodos de consumo, dos períodos de uso das redes e de aquisição de energia elétrica, possibilitando um menor recurso ao sistema elétrico nos períodos de ponta. Como exemplo do papel que poderão desempenhar novos agentes detentores de sistemas de armazenamento nestas estruturas

⁶ No que diz respeito à redução dos custos de produção de fotovoltaica, não se pode deixar de registar o caso excecional dos leilões de atribuição de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público de capacidade renovável para produção de energia fotovoltaica, que ocorreram em Portugal em 2019 e em 2020, e que atingiram preços de fecho extremamente baixos, impensáveis de pudermos ser atingidos ainda há poucos anos.

organizativas, refira-se o dos proprietários de veículos elétricos que poderão contribuir para uma maior flexibilidade dos sistemas elétricos através das baterias dos seus automóveis.

2.2. NOVO PAPEL DOS CONSUMIDORES

Por toda a Europa, os setores elétricos nacionais têm assistido não apenas à democratização da produção de energia elétrica, como também ao aparecimento de novos serviços (serviços de gestão de energia, serviços de consultoria energética e serviços de comercialização de energia), facultados por novos agentes (consumidores produtores (prosumers), agregadores, cooperativas energéticas) sob diferentes configurações ou plataformas (mercados grossistas, retalhistas, contratos bilaterais de prestação de serviço, comunidades energéticas...). Em particular, o autoconsumo, isto é, o consumo de energia elétrica produzida pelos próprios consumidores tem-se generalizado, apoiado na diminuição dos custos de produção do solar fotovoltaico e do armazenamento de energia através de baterias. Com a diminuição em cerca de 80% dos custos de produção através de painéis fotovoltaicos nos últimos 10 anos (IRENA, 2018), a chamada paridade com a rede em termos de custo⁷ tem-se generalizado, principalmente para os consumidores domésticos (GfK, 2017).

Em algumas situações, os consumidores organizam-se coletivamente para produzirem energia elétrica que consomem, dando lugar às chamadas coletividades energéticas. Estas coletividades podem configurar sistemas elétricos parcial ou integralmente independentes da rede de distribuição de pública, chamados micro-redes. As micro-redes são redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão às quais estão ligados pequenos produtores de energia elétrica e que, por isso, têm um certo grau de autonomia relativamente à rede de distribuição principal em termos de fornecimento de energia.

Os desafios para a gestão das redes decorrentes da participação mais ativa de todos os consumidores podem ser superados com uma otimização dos fluxos energéticos gerados por esses agentes localmente, que possibilita, por exemplo, um menor nível de perdas de energia elétrica e uma maior resiliência da rede. Neste contexto, são reconhecidas potenciais mais-valias decorrentes da maior proximidade entre os locais de consumo e de produção (Chiradeja, 2005; Wang. e Nehrir, 2004; Chiradeja e Ngaopitakkul, 2013).

Por sua vez, esta otimização subentende uma participação economicamente eficiente dos consumidores, com o desenvolvimento de novos comportamentos por parte dos utilizadores das redes de transporte e, principalmente, das redes de distribuição, tanto em termos de consumo e de gestão da carga, como de produção. Assim, perspectiva-se um “círculo virtuoso” de reorganização do setor elétrico movido pela evolução tecnológica: as novas tecnologias permitem a descarbonização do setor elétrico através de uma participação mais ativa de todos os agentes ao longo da cadeia de valor, facto que levanta novos desafios à gestão das redes que, por sua vez, apenas podem ser superados com o desenvolvimento de comportamentos economicamente eficientes desses mesmos agentes possibilitados pela evolução tecnológica.

⁷ A paridade com a rede (grid parity) corresponde ao ponto em que o autoconsumo é economicamente mais eficiente para o consumidor do que a aquisição de energia através da rede. No entanto, mesmo quando consomem energia elétrica que produzem, os consumidores não deixam de pagar os custos das redes a que estão ligados.

A organização do setor elétrico assente no recurso a combustíveis fósseis e em fluxos energéticos e financeiros que percorrem a cadeia de valor de montante para jusante vai perder relevância. Assiste-se, desta forma, à quebra de várias barreiras à entrada, tanto tecnológicas, como regulamentares e legislativas, em especial nas atividades de produção e de comercialização, mas também nas atividades de rede.⁸ Consequentemente, as *utilities* que se desenvolveram em torno do paradigma tradicional de organização do setor elétrico têm vindo a rever as suas estratégias de desenvolvimento.

2.3. NOVAS ESTRUTURAS EMPRESARIAIS

Os mercados de capitais têm assistido a uma perda de valor das principais *utilities*, principalmente na Europa ocidental (AT Kearney, 2017), que se destaca pelas medidas implementadas com vista à descarbonização da economia. Saliente-se que, após a ratificação do protocolo de Quioto em 2005, a preocupação da União Europeia em descarbonizar as suas economias se acentuou. Para responder a esta preocupação, vários instrumentos foram instituídos a nível nacional e europeu. A nível europeu, destaca-se o estabelecimento de um mercado de licenças de emissão de CO₂ (CELE, Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂), que visa internalizar os custos ambientais (associados à emissão de gases de efeito de estufa) no preço de um conjunto de bens ou serviços, dos quais se destaca a energia elétrica, tornando a produção de energia elétrica com recurso a combustíveis fósseis mais cara e, consequentemente, menos competitiva.

A perda do valor das principais *utilities* europeias verificou-se, principalmente, nas empresas que assentam o seu mix produtivo na utilização de combustíveis fósseis ou na energia nuclear. Registe-se, por exemplo, o caso de dois gigantes europeus, a francesa EDF francesa e a alemã EON, que viram o seu valor de mercado diminuir em mais de 80% entre 2008 e 2018 (AT Kearney, 2017).

Os principais conglomerados energéticos europeus têm procurado reagir e adaptar-se a este novo contexto. Assistiu-se a reestruturações desses grupos económicos, que procuraram separar as atividades associadas ao paradigma energético vigente até há pouco tempo, designadamente a produção de energia com base em combustíveis fósseis ou no nuclear, das atividades associadas à descarbonização da economia (produção a partir de fontes de energia renováveis, prestação de novas soluções para os agentes ou, ainda, investimentos em infraestruturas de rede). Esta dinâmica de reorganização empresarial foi patente em alguns países há já mais de 10 anos. Assim, foi criada, em 2004 em França, a EDF Energie Nouvelle, na qual a gigante francesa EDF integrou as suas atividades de produção de energia renovável. Esta empresa passou a denominar-se EDP Energie Renouvelables a partir de 2018. Em Portugal, em 2007, a EDP agrupou numa nova empresa sua subsidiária, a EDP Renováveis, toda a produção com origem em fontes renováveis, enquanto na Itália, em 2008, a gigante Enel criou a Enel Green Power onde agregou a sua produção renovável. Mais tarde, em 2016, surge a Innogy da RWE alemã, com as atividades associadas às energias

⁸ Registe-se que a legislação em Portugal acompanhou esta tendência (em especial com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro), concebendo as bases para a existência de comunidades de energia renováveis, baseadas no auto-consumo coletivo, e permitindo associar instalações de produção e de consumo de energia elétrica.

renováveis e às infraestruturas de rede. Nesse mesmo ano, a alemã EON optou por agrupar os negócios mais tradicionais numa nova empresa, deixando as energias associadas à nova dinâmica na EON.

Esta tendência observou-se juntamente com o realinhamento dos investimentos dessas *utilities* nas atividades associadas à descarbonização da economia. A aquisição de *start-ups* associadas aos novos serviços na área de energia, por parte de grandes grupos energéticos europeus, tem sido uma forma desses grupos ultrapassarem as suas dificuldades históricas quanto à inovação. Entre estes novos serviços na área de energia, destacam-se a integração de renováveis, a mobilidade elétrica, a eficiência energética, as *smart cities*, as plataformas digitais, etc.

Há que referir, contudo, que, apesar das mudanças assinaladas no setor elétrico decorrentes da evolução tecnológica, este setor destaca-se pela negativa, comparativamente com outros, pelo pouco peso da inovação no volume de negócios das suas empresas (Gates, 2015). Existe, por conseguinte, uma margem importante para que a dinâmica de reorganização do setor elétrico devido à evolução tecnológica ganhe ainda maior impulso.

2.4. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA AINDA POUCO INCLUSIVA

A democratização da participação dos agentes no setor elétrico enfrenta ainda muitas barreiras tanto financeiras, como comportamentais ou ainda técnicas (Goulden et al., 2014). Os equipamentos que suportam a maior participação dos consumidores exigem esforços financeiros no momento do investimento, designadamente ao nível da produção, que podem ser dificilmente suportados por muitos consumidores (GfK, 2017).⁹

A maior “contestabilidade” (Baumol et al., 1982) dos mercados de produção e de comercialização de energia elétrica que advirá desta democratização da participação dos agentes poderá ter, na prática, ainda pouco efeito no melhor funcionamento desses mercados, atendendo às especificidades desta dinâmica tendencialmente limitada ao nível do autoconsumo ou centrada em comunidades energéticas. Assim, a diminuição de barreiras à entrada nas atividades destes novos agentes apenas beneficiará, num primeiro tempo, uma minoria de consumidores e a maioria dos consumidores deverá ainda ficar dependente nos próximos anos, em exclusivo, dos operadores das redes de distribuição. O aumento do autoconsumo gera um menor consumo de energia elétrica através da rede de distribuição e, consequentemente, uma menor base de diluição dos custos das infraestruturas de rede que são, predominantemente, fixos. Deste modo, os reguladores europeus deverão acompanhar os efeitos da pressão acrescida sobre as tarifas reguladas de uso das infraestruturas de rede que serão, principalmente, suportadas pelos consumidores que não terão a oportunidade ou a capacidade financeira para poderem ficar independentes das redes de distribuição.

⁹ Refira-se, no entanto, que no caso da gestão ativa da procura, designadamente através dos contadores inteligentes, os custos têm sido socializados por beneficiarem o conjunto da sociedade. A União Europeia pretendia que esses contadores atingissem 80% do total dos contadores até 2020, sempre que se verificam benefícios líquidos decorrentes desta substituição. No entanto, os últimos dados apontam para situações muito dispare entre países europeus (Comissão Europeia, 2019)

3. PERSPETIVAS PARA A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Nos últimos 18 anos, a regulação dos setores elétricos na Europa procurou dar continuidade aos processos de transição de sistemas elétricos inicialmente nacionais, centralizados e, muitas vezes, detidos pelo Estado, para sistemas transnacionais, assentes na economia de mercado, que se desenvolvem em torno de infraestruturas de rede consideradas monopólios naturais.

A regulação setorial enquadrada pela regulamentação comunitária e, subsidiariamente, nacional, assentou em premissas económicas de promoção de eficiência. Neste contexto, a regulação do setor elétrico focou-se na definição de tarifas eficientes de uso das infraestruturas de rede, em termos de alocação de recursos, na dinamização de mercados retalhistas e grossistas concorrenciais, bem como na promoção da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados.

Nas infraestruturas de rede foram principalmente aplicadas metodologias regulatórias focadas no controlo do nível de custos, ou inputs base, tanto sob a forma da regulação dita por incentivos do tipo *price-cap*, como sob a forma de uma regulação mais tradicional baseada em custos aceites ou *rate of return*. Em Portugal, a aplicação dessas metodologias por parte do regulador setorial, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), permitiu que o peso das tarifas de uso das infraestruturas de transporte e distribuição, cujos rendimentos são exclusivamente definidos pelo regulador, tenham passado entre 2003 e 2020 de cerca de 33% para 19% do valor médio da fatura do consumidor de energia elétrica. Noutra perspetiva, a componente dos rendimentos sujeita às regras da concorrência, nos mercados grossistas e retalhistas, ou dependente de subsídios ou taxas, definidos centralmente pelo Estado, passou de 67% para 81% do valor médio da fatura do consumidor final.

No que diz respeito aos mercados grossistas e retalhistas, para além de terem sido criadas regras para garantir a liquidez desses mercados e que todos os agentes ajam de forma racional e informada (pressupostos -base da existência de mercados concorrenciais), os reguladores europeus procuraram monitorizar de perto o funcionamento dos mercados.¹⁰ Atualmente em Portugal, a grande maioria da energia elétrica produzida tem os seus preços definidos no mercado grossista e o mercado retalhista, com mais de 20 comercializadores ativos, representa mais de 95% do consumo total da energia.

Ao nível da qualidade de serviço tem-se observado melhorias substanciais incentivadas por metodologias regulatórias focadas na apresentação de resultados, ou *output based* (CEER, 2018), designadamente para a promoção da qualidade de serviço. Em Portugal, a aplicação de um incentivo à promoção da qualidade de serviço por parte da ERSE contribuiu para que o TIEPI (Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada, medida da qualidade de serviço) tenha passado entre 2003 e 2018 de 222 minutos para menos de 50 minutos (ERSE, 2017).

Aparentemente e tomando por exemplo a situação nacional, a regulação setorial terá cumprido os seus propósitos. No entanto, o setor elétrico sofreu alterações significativas que obrigam a reequacionar os objetivos e as abordagens regulatórias. Assistiu-se a um incremento

¹⁰ Ao nível dos mercados grossistas destaca-se o REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) de 2011 que é um Regulamento do Conselho e do Parlamento Europeu de outubro 2011 (Reg. n.º 1227/2011, de 25 de outubro) que visa promover a transparência e a estabilidade dos mercados europeus e evitar a manipulação do mercado, com base na recolha sistemática de informação sobre as transações efetuadas.

dos custos da energia elétrica, em particular para os consumidores domésticos (Price e Deller, 2015), o que tanto pode refletir um funcionamento desajustado dos mercados para este segmento de consumidores (Crampes et al., 2017), como a não existência de um mercado funcional. O caso português é paradigmático desta última situação: enquanto o peso dos custos das infraestruturas, regulados pela ERSE, diminuiu de forma sistemática na fatura de energia elétrica, o peso dos subsídios, em particular à produção, cresceu significativamente. Entre 2003 e 2020, o peso dos custos de interesse económico gerais, principalmente respeitantes a subsídios à produção, passou de cerca de 5% para 29% da fatura. Os preços praticados nos mercados grossistas, nos quais é transacionada a maioria da energia produzida em Portugal, não refletem a remuneração da energia produzida que é, em grande parte, subsidiada (ERSE, 2018). Estes subsídios levaram ao incremento da fatura dos consumidores de energia elétrica. Observou-se entre 2003 e 2020 um incremento acumulado dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais dos consumidores domésticos em Portugal de 6% em termos reais.¹¹

A estas exigências juntam-se, no caso português, as preocupações com a sustentabilidade económica do setor no longo prazo, designadamente com a diminuição da dívida tarifária, que corresponde em grande parte a montantes acumulados de subsídios à produção que ainda não foram refletidos nas tarifas de energia elétrica.

Observa-se, igualmente, que os países que foram mais longe na liberalização, como o Reino Unido, nem sempre apresentam consumidores mais satisfeitos ou com acesso a energia mais barata, comparativamente com outros países que optaram por processos mais faseados, como a França (ACER/CEER, 2019; Comissão Europeia, 2017).¹²

Esta tendência de crescimento da fatura de eletricidade poderá ser ampliada em alguns segmentos de consumidores, com as alterações da organização do setor elétrico que se perspetivam e que foram referidas no capítulo anterior. As alterações dos hábitos de consumo da eletricidade, passando esta energia a ser utilizada de forma mais intensa em períodos ou em locais que não eram habituais, justificam mais investimentos nas redes, em particular nas redes de distribuição. A necessidade de realizar os investimentos nas infraestruturas de rede surge num contexto em que o consumo da energia elétrica fornecida por essas infraestruturas estagna ou até diminui em resultado de mais eficiência energética e do aumento do autoconsumo. Esta tendência implicará, em primeiro lugar, o aumento do custo unitário das infraestruturas de rede reguladas, com o consequente impacto tanto para a capacidade financeira no consumo de energia elétrica (*affordability*) por parte dos consumidores domésticos (Mc Kinsey, 2018), como para a sustentabilidade económica dos sistemas.

A pressão nos custos das infraestruturas de rede ocorre, igualmente, devido a alterações a montante da cadeia de valor do setor elétrico, em resultado da liberalização dos mercados e da evolução tecnológica que induzem um maior peso da produção distribuída e o aparecimento de micro-produtores em larga escala.

¹¹ Em 2020, o preço médio estimado da tarifa transitória de venda a clientes finais foi igual a 0,1909 €/kWh (ERSE, 2019).

¹² Todavia, esta comparação deve ser interpretada com alguma cautela, visto que o baixo custo da produção de energia elétrica em França depende em grande parte de subsídios à produção nuclear que, não obstante não serem pagos pelos consumidores franceses nas tarifas de energia elétrica, são-no através dos seus impostos (ECOFYS, 2014).

Para além destes fatores que irão pressionar os custos das infraestruturas de rede, os reguladores deverão igualmente responder aos desafios relacionados com a proteção de dados e a cibersegurança, que surgirão com o armazenamento de informação associada aos consumidores e aos seus hábitos de consumo, cada vez mais valiosa para as empresas dentro e fora do setor (CEER, 2015; Sandys et al., 2017).

Porém, as alterações que se perspetivam são igualmente oportunidades que não podem ser desperdiçadas, porque permitirão, a prazo, diminuir os custos da energia consumida (que vão além dos custos das infraestruturas de rede), graças aos avanços verificados nas tecnologias de produção com base em fontes de energia renováveis, como permitirão aos consumidores tornarem-se agentes ativos do setor elétrico. O papel do regulador deverá ir além da proteção dos consumidores, facultando aos consumidores o suficiente *empowerment* para que se possam tornar agentes ativos neste novo contexto, através de quatro linhas de orientação, que são apresentadas de seguida.

3.1. MANTER A PRÁTICA REGULATÓRIA EM PROL DOS CONSUMIDORES

Tendo em conta as características técnicas e económicas do setor elétrico, a promoção da eficiência económica deverá continuar a ser um dos princípios orientadores da regulação sectorial. Contudo, para além de promover a eficiência económica, tanto ao nível dos monopólios naturais, como dos mercados, importa garantir que os consumidores possam capturar parte dos ganhos de eficiência obtidos. Ora, este objetivo passa por criar as condições para que os consumidores sejam devidamente informados sobre as condições de mercado, tanto em termos de preço, como de serviços (tendo em conta, por exemplo, o fornecimento de serviços integrados), bem como sobre os seus direitos. Em paralelo, deve-se garantir a manutenção da qualidade dos serviços prestados e o cumprimento dos padrões definidos na regulamentação em vigor e adaptar estes padrões às potencialidades tecnológicas das chamadas redes inteligentes.

3.2. CONTRIBUIR PARA UMA MAIOR INTEGRAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL NO CONTEXTO EUROPEU

Os benefícios da implementação do Mercado Interno de Energia para os consumidores de energia elétrica são claros. O aproveitamento das vantagens competitivas de cada país ou região da Europa em termos de produção de energia elétrica e de uma maior segurança de abastecimento propiciada pela existência de uma gestão dos sistemas elétricos efetuada a um nível europeu, são dois exemplos dos benefícios expetáveis. O facto de, em termos energéticos, a Península Ibérica ser praticamente uma ilha face ao resto da Europa é um exemplo das consequências negativas da não efetivação do MIE.¹³

¹³ O sistema elétrico português e espanhol encontram-se bastante interligados. No entanto, a capacidade de interligação de Espanha e, consequentemente também de Portugal, com o resto da Europa é bastante deficitária. Assim, a capacidade de interligação entre Espanha e França representa menos de 3% da potência instalada de

Pelo seu carácter transnacional e devido às questões que levanta em termos de soberania, a implementação do MIE depende principalmente de iniciativas e vontades políticas. Assim, o papel dos reguladores europeus deverá ser o de facilitadores de processos, bem como de divulgadores dos benefícios do MIE junto dos vários agentes económicos. Os atrasos verificados até à data neste processo estão em grande parte associados à falta de investimentos nas interligações. Contudo, esses investimentos não poderão deixar de ser eficientes. Os reguladores setoriais deverão garantir que os custos destes investimentos sejam inferiores aos seus benefícios, efetuando para o efeito análises custo-benefício. Em paralelo, importa promover a harmonização das regras regulatórias, sempre que estas regras não reflitam especificidades nacionais. Para esse efeito, é necessário manter a cooperação entre entidades reguladoras, bem como entre estas e a ACER, a agência de regulação europeia.

Deve ser preservado o papel desempenhado pelos reguladores na criação, no acompanhamento e na agregação dos mercados regionais. Finalmente, devem ser promovidas interações eficazes entre a ACER e os reguladores nacionais para garantir uma repartição equilibrada dos benefícios do MIE pelos consumidores dos diferentes Estados-membros.

3.3. GERAR UM AMBIENTE REGULATÓRIO PROPÍCIO À INOVAÇÃO

A promoção da inovação por parte dos reguladores setoriais é necessária para que o setor beneficie dos avanços tecnológicos anteriormente referidos, tornando “mais inteligente” a gestão das infraestruturas e dos fluxos financeiros e económicos existentes ao longo da cadeia de valor. Estas ações justificam-se porque a necessidade de inovar, inerente às empresas que desenvolvem a sua atividade em mercados competitivos, não surge naturalmente em monopólios, tais como os das infraestruturas de rede do setor elétrico.

Acresce que as alterações em termos de uso das redes, decorrentes de alterações de hábitos de consumo ou de alterações do papel dos agentes na rede, obrigam à utilização de soluções “inteligentes” de gestão do sistema, que privilegiam o software face ao hardware e consequentemente sejam, em última instância, menos onerosas para os consumidores, o que subentende uma revisão das bases de regulação que se têm focado na recuperação de custos. Importará, deste modo, promover as formas de regulação que privilegiam os resultados (*output based*), relativamente às que privilegiam o controlo dos custos (*input based*) (CEER, 2018).

Tendo em conta o impacto temporal da inovação que é tipicamente de longo prazo, designadamente nas infraestruturas de rede (Banco Mundial, 2017), a promoção da inovação deve subentender um acompanhamento faseado do regulador. Em primeiro lugar, é necessário assegurar que a regulação simule a “pressão competitiva” propícia aos processos criadores induzida pela regulação por incentivos (Marques et al., 2014), sem pôr em causa, contudo, a promoção da qualidade de serviço ou a garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. Posteriormente, é necessário avaliar os benefícios para o sistema das metodologias aplicadas, designadamente recorrendo à monitorização dos resultados obtidos.

produção de energia elétrica em Espanha e, conjuntamente, com as restantes interligações com Portugal não chega a atingir 6% da sua capacidade instalada.

Mas a eficácia da evolução tecnológica no setor elétrico depende em grande parte da iniciativa de outros agentes, consumidores e empresas não reguladas, pelo que o quadro regulatório não deve criar barreiras ao desenvolvimento de novos serviços que introduzam flexibilidade na rede ou à aplicação de novas tecnologias por esses agentes. Para tal, é necessário promover e acompanhar o desenvolvimento de mercados que facultam esses novos serviços, bem como identificar as atividades que devem ser vedadas às empresas monopolistas de rede. A necessidade de vedar algumas atividades às empresas que operam as redes visa assegurar que estas não influenciam o correto funcionamento dos mercados devido a eventuais conflitos de interesses (CEER, 2015), designadamente quando estão integradas em grupos económicos que atuam em várias atividades dos setores elétricos. Finalmente, a promoção da inovação deve ter igualmente em conta a proteção dos consumidores na recolha, na gestão e na divulgação dos seus dados.

3.4. ATUAR NUMA PERSPETIVA DE LONGO PRAZO, FOCADA NA SUSTENTABILIDADE DO SETOR

A regulação deve assegurar que o contributo dos setores energéticos para a descarbonização da economia se efetue sem comprometer a sustentabilidade económica do setor elétrico.

Em vários países europeus, tal como em Portugal, os apoios à produção de energia elétrica, em especial às energias renováveis, agravaram de forma significativa a fatura de energia dos consumidores de eletricidade. Acresce que estes apoios variam fortemente entre Estados-membros, impedindo que as tomadas de decisões de investimento à produção sejam eficientes à escala europeia, constituindo, deste modo, um entrave à criação do Mercado Interno Europeu de Energia.

No entanto, a maior parte das tecnologias de produção de energia elétrica com base em fontes de energia renováveis atingiu um nível de maturidade suficientemente elevado que permite que o seu desenvolvimento se possa basear mais em soluções de mercado do que em soluções administrativas, tais como as *feed-in tariffs* (ERSE, 2018), que são na prática subsídios à produção. Esta posição já é assumida pela União Europeia, com a publicação da Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018, e, de um modo geral, também o é pela legislação nacional publicada nos últimos anos.

Os reguladores europeus deverão promover desenhos dos mercados grossistas que permitam a integração da produção renovável ou a adesão a soluções alternativas, que reflitam as particularidades destas tecnologias. Tipicamente, as tecnologias de produção de energia elétrica com base em fontes de energia renováveis têm uma estrutura de custos que não se coaduna com o funcionamento dos mercados grossistas na Europa. Os mercados grossistas de energia na Europa são mercados do tipo *Uniform Price Auction*, em que os preços da energia elétrica vendida são definidos tendo em conta os custos marginais de produção das tecnologias mais caras. No entanto, os custos das tecnologias de produção de energia elétrica com base em fontes de energia renováveis são principalmente custos fixos, sendo os seus custos marginais de produção quase nulos. A venda de energia elétrica pelos produtores com fontes de energia renováveis nesses mercados pode não permitir recuperar os seus custos de produção, designadamente quando os mercados se caracterizam por uma cada vez maior penetração dessas tecnologias no total da energia transacionada, gerando

um afundamento do preço médio da energia elétrica vendida. Deste modo, deverão ser desenhadas soluções assentes em regras de mercado transparente que permitam recuperar os custos de investimento num período de tempo que reflita o tempo de vida útil do equipamento. A remuneração desta energia através de leilões lançados previamente à realização dos investimentos,¹⁴ que assegurem um preço de venda em linha com os custos de produção alisados durante o período de vida útil do equipamento constitui uma solução alternativa, válida, aos mercados do tipo *Uniform Price Auction*.

Paralelamente, é necessário promover a eficiência energética no consumo, bem como uma reação economicamente racional do consumo de energia aos custos que proporciona, isto é, o *demand side response*, de modo a evitar a necessidade de mais investimentos tanto na produção de energia elétrica, como nas infraestruturas de rede.

4. COMENTÁRIOS FINAIS

Ao longo dos últimos 18 anos, as políticas energéticas nem sempre permitiram garantir a devida proteção dos consumidores, que tiveram, até há pouco tempo, um papel relativamente passivo no desenvolvimento do setor elétrico. Atualmente, as alterações que se verificam e que se perspetivam para o setor elétrico têm nos consumidores os seus principais agentes, justificando, mais ainda, que os reguladores europeus devam reequacionar as suas práticas para com esses agentes.

A mudança do setor elétrico é atualmente impulsionada pelos consumidores, antecipando-se a democratização deste sector (Szulecki, 2018), basilar para o funcionamento das economias e para o bem-estar das populações em geral: “Consumers will be the key drivers acting as the crucial market makers rather than market takers of today” (Sandys et al., 2017).

A democratização do setor elétrico apoia-se na inovação tecnológica que possibilita a diminuição dos custos de produção de energia elétrica com base em fonte de energias renováveis e o incremento da flexibilidade na gestão da procura e da oferta de energia elétrica. Nesse novo contexto, o acesso à energia mais barata por um grande número de consumidores potenciará o maior uso da energia elétrica para novos fins, dos quais se destacam a mobilidade e o aquecimento (designadamente através de bombas de calor) e, conseqüentemente, acelerará a eletrificação das economias, contribuindo para a transição para uma economia ambientalmente mais sustentável.

Num setor que sofrerá muito provavelmente uma atomização de várias das suas atividades, em particular ao nível da produção de energia elétrica, a distribuição de energia elétrica deverá ser, paradoxalmente, uma atividade estratégica para os grandes grupos energéticos, por permitir manter uma ligação privilegiada com consumidores tendencialmente mais autónomos e ativos. A garantia de que as atividades de rede, em particular a distribuição de energia elétrica, sejam devidamente separadas das restantes atividades em todas as suas dimensões económicas (impedindo a alocação indevida de recursos ou garantindo a separação da imagem corporativa) deverá ser uma preocupação reforçada para o regulador, de modo

¹⁴ Tais como os leilões ocorridos em 2019 e em 2020 em Portugal para reserva de capacidade de injeção na rede para produção de energia solar fotovoltaica.

a evitar que as dinâmicas de mercado, que têm permitido a transformação tecnológica e a democratização do setor, sejam distorcidas pela aplicação de estratégias de grupo empresariais.

Ademais, a transição energética não se fará de uma forma instantânea e à mesma velocidade nas diferentes esferas de organização dos setores elétricos, pelo que nem todos os consumidores poderão desde já beneficiar desta transição, sendo exetável que os reguladores contribuam para acautelar os impactes dessa transição. Na verdade, muitos consumidores ficarão ainda integralmente dependentes do fornecimento de energia elétrica através das atuais infraestruturas de rede. A utilização mais pontual das redes de transporte e de distribuição, bem como das centrais de produção convencionais, que se manterão úteis para garantir a resiliência e segurança do sistema, impactará na valorização dessas infraestruturas, principalmente para os consumidores totalmente dependentes do fornecimento de energia através das redes de distribuição.

Finalmente, a promoção da eficiência energética neste contexto constitui outro desafio regulatório. A amplitude das competências técnicas dos reguladores energéticos permite-lhes uma visão holística do setor elétrico, a qual poderá assegurar que as medidas de eficiência energética sejam coerentes com outras que visam a sustentabilidade económica e ambiental deste setor e, conseqüentemente, podem garantir a eficácia dessas medidas sem gerar subsidiasções cruzadas entre consumidores.¹⁵

Em suma, neste novo contexto organizativo, em que os consumidores passarão a ter um papel central, a relevância dos reguladores europeus, nos quais se inclui a ERSE, não deverá diminuir. Pelo contrário, esta transição organizativa não poderá ocorrer sem o devido acompanhamento dessas entidades, de forma a garantir que o quadro regulamentar e legislativo facilite e não obstaculize este processo (Jacobs, 2017).

¹⁵ No entanto, nem sempre a promoção da eficiência energética é incluída pelos reguladores europeus no conjunto dos seus objetivos estratégicos deixando que outros organismos públicos tomem iniciativas nesta matéria. Uma consulta aos documentos produzidos pelo Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER) permite observar que o tema da eficiência energética não tem merecido nenhuma reflexão particular. O caso português, materializado na definição do Plano de Promoção da Eficiência Energética por parte da ERSE, constitui uma notável exceção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulators – ACER/CEER (2019) *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018 – Electricity and Gas Retail Markets Volume*.
- AT Kearney (2017) *Mergers and Acquisitions in Utilities*. <https://www.de.kearney.com/documents/1117166/1117568/Mergers+and+Acquisitions+in+Utilities+2017.pdf/6d21b6d9-761f-1b8d-feba-f7c79382c139?t=151785755271>, acessado a 24/06/2021.
- Banco Mundial (2017) *Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution*.
- Baumol, W.J.; Panzar, J.C; Willig, R. D. (1982) *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York, Harcourt Brace Jovanovich.
- Chiradeja, P. (2005) Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis, transmission and distribution. *Conference and Exhibition: Asia and Pacific Conference, IEEE.*, 1-5.
- Chiradeja, P; Ngaopitakkul, A. (2013) The impacts of electrical power losses due to distributed generation integration to distribution system. *Electrical Machines and Systems Conference, IEEE*.
- Comissão Europeia (2011) *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Smart Grids: from innovation to deployment*, (COM202 final).
- Comissão Europeia (2017) *Comission Staff Working Document, accompanying the third report on the Energy Union, Energy Union Factsheet United Kingdom*.
- Comissão Europeia (2019) *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*.
- Council of European Energy Regulators (2015) *The Future Role of DSOs*.
- Council of European Energy Regulators (2017) *Guidelines of Good Practice for Flexibility Use at Distribution Level*, (Consultation Paper Ref: C16-DS-29-03).
- Council of European Energy Regulators (2018) *Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation*.
- Crampes, C.; Prices, W. (2017) *Empowering electricity consumers in retail and wholesale markets*, CERRE (Centre on Regulation in Europe).
- Dai, Z.; Liu, J. T. (2013) Impacts of large dams on downstream fluvial sedimentation: An example of the Three Gorges Dam (TGD) on the Changjiang (Yangtze River). *Journal of Hydrology*, 480, 10-18.
- Esteves, J.; Pousinho, H.; Oliveira, P.; Roldão, P.; Faia, S.; Marques, V.; Santos, A.; Santos, V. (2016?) Smart grid: Uma Visão da Regulação. In Castro, N. J. Dantas, G. de A (Eds). *Políticas Públicas para Redes Inteligentes*, Rio de Janeiro, Publit Soluções Editoriais, pp.105-128.
- ECOFYS (2014) *Subsidies and costs of EU Energy Final Report*.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2017). *Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020*.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2018) *Instrumentos de Oferta e de Procura na Gestão do Sistema Elétrico Nacional*.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2019) *Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços*.
- European Regulators' Group for Electricity and Gas (2009) Position Paper on Smart Grids, An ERGEG Public Consultation Paper.
- Fuchs, G. (2014) The Governance of innovations in the energy sector: Between adaptation and exploitation. *Science & Technology Studies*, 27(1), 34-53.

- Gates, B. (2015) *Energy Innovation: Why We Need It and How to Get It*. <https://www.de.kearney.com/documents/1117166/1117568/Mergers+and+Acquisitions+in+Utilities+2017.pdf/6d21b6d9-761f-1b8d-feba-f7c79382c139?t=151785755271>, acessado a 24/06/2021.
- GfK Belgium (2017) *Study on Residential Prosumers in the European Energy Union*. Report by GfK Belgium Consortium, May.
- Goulden, M.; Bedwell, B.; Rennick-Egglestone, S.; Rodden, T.; Spence, A. (2014) Smart grid, smart users? The role of users in demand side management. *Energy Research and Social Science*, 2, 21-29.
- Hatziaargyriou, N.; Asano, H.; Iravani, R.; Marnay, C. (2007) Microgrids: An overview of ongoing research, development, and demonstration projects. *IEEE power & energy magazines*, 5(4), 78-94.
- International Renewable Energy Agency (2017) *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, October 2017 International Renewable Energy Agency (2018) *Renewable power generation in 2017*.
- Jacobs, S. (2017) The energy Prosumer. *Ecology Law Quarterly*, 43(3), 519-559.
- Lavrijssen, S.; Carrillo Parra, A. (2017) Radical Prosumer innovations in the electricity sector and the impact on Prosumer regulation. *Sustainability, MDPI, Open Access Journal*, 9(7), 1-21.
- Leïße, I. (2013) *Efficient Integration of Distributed Generation in Electricity Distribution Networks* (Doctoral Dissertation). Retrieved from <https://www.iea.lth.se/publications/Theses/LTH-IEA-1071.pdf>
- Lima, I.; Ramos, F.; Bambace, L.; Reinaldo, R. (2008) Methane emissions from large dams as renewable energy resources: A developing nation perspective. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 13, 193-206.
- Mc Kinsey (2018) Sticker shock: Why utilities now must rethink customer affordability. <https://www.de.kearney.com/documents/1117166/1117568/Mergers+and+Acquisitions+in+Utilities+2017.pdf/6d21b6d9-761f-1b8d-feba-f7c79382c139?t=151785755271>, acessado a 24/06/2021.
- Marques, V. (2003) Poder de mercado e regulação nas indústrias de rede. GEPE, Ministério da Economia.
- Marques, V.; Bento, N.; Moisés, P. (2014) The “Smart Paradox”: Stimulate the deployment of smart grids with effective regulatory instruments. *Energy*, 69(1), 96-103
- Poudineh, R.; Peng, D.; Mirnezami, S. R. (2017) *Electricity Networks: Technology, Future Role and Economic Incentives for Innovation*, Oxford Institute for Energy Services paper EL 27.
- Price, W.; Deller, D. (2015) *Report on Affordability of Utilities’ Services: Extent, Practice*, (CERRE Policy).
- Sandys, L.; Hardy, J.; Green, R. (2017) *Reshaping Regulation Powering from the future*, Grantham Institute, Imperial College, London.
- Szulecki, K. (2018) Conceptualizing energy democracy. *Environmental Politics*, 27, 21-41.
- Wang, C; Nehrir, H. (2004) Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4), 2068-2076.