



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

As experiências internacionais dos aprimoramentos regulatórios das concessões de distribuição de energia elétrica

Vitor Santos
Nivalde de Castro
Nelson Hubner
Katia Rocha

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 133

**Fevereiro de 2025
Rio de Janeiro**

TDSE
Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 133
As Experiências Internacionais dos
Aprimoramentos Regulatórios das Concessões de
Distribuição de Energia Elétrica

Vitor Santos
Nivalde de Castro
Nelson Hubner
Katia Rocha

ISBN: 978-85-7197-021-2

Janeiro de 2025

Sumário

Introdução.....	3
1. Regulação, concessões e políticas públicas: uma relação de complementaridade.....	5
2. O operador da rede de distribuição no contexto do processo de liberalização na União Europeia	8
3. O operador da rede de distribuição no contexto da transição energética ...	17
4. Balanço do processo de liberalização	22
5. Conclusões	25
Referências Bibliográficas	29

Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) atravessa um momento crucial e divisor de águas em função de três questões estratégicas para sua modernização: (i) renovação dos contratos de concessão de distribuição; (ii) a separação entre as atividades de distribuição e comercialização; e (iii) e a abertura total do mercado. Estes temas prioritários apresentam forte relação com a dinâmica do processo de transição energética. Neste contexto, a experiência diversificada da União Europeia e dos restantes países da OCDE em relação a estes temas pode ser um contributo para a reflexão sobre as decisões que serão tomadas no Brasil, com especial destaque para a renovação dos contratos de concessão do segmento da distribuição.

Após esta introdução, o presente documento está estruturado em mais cinco capítulos. O capítulo 1 apresenta uma breve análise sobre o conceito de concessão e os seus fundamentos económicos e, ainda, a relação de complementaridade existente entre concessão, regulamentação setorial e regulação económica de forma a assegurar um desempenho eficiente e eficaz das distribuidoras.

O capítulo 2, por sua vez, analisa os principais determinantes das alterações nos modelos de governança das redes de distribuição na Europa. Procura-se sistematizar as implicações dos quatro pacotes para a liberalização do setor elétrico na separação de atividades bem como nas funções e atribuições e no modelo de governança dos operadores de rede de distribuição. Um dos tópicos examinados neste capítulo são as condições prévias que devem ser observadas nos casos em que o distribuidor está inserido em grupo de empresas de energia verticalmente integradas.

Posteriormente, o capítulo 3 analisa os efeitos resultantes do avanço das reformas em curso visando a aceleração da transição energética, com impacto direto e indireto nas redes de distribuição. Assim, são discutidos temas como a definição das funções da distribuidora do futuro, a criação de mecanismos de flexibilidade, a institucionalização de novos agentes (prossumidores e agregadores), a promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes), assim como a consolidação de maior resiliência das redes face aos eventos climáticos extremos. A Transição Justa chama a atenção que, para além das intervenções no âmbito energético apresentadas, as preocupações de natureza social constituem também um vetor de intervenção relevante na atividade da distribuidora.

Já no capítulo 4, se apresenta um balanço dos 30 anos do processo de liberalização, destacando as concretizações, os aspetos a melhorar e/ou a aprofundar e os novos desafios para o futuro.

Por fim, no capítulo 5, apresentam-se as principais conclusões em relação às grandes tendências que caracterizam a modelo de negócio da distribuidora, as soluções de governança mais adequadas e consensuais e, ainda, uma breve síntese sobre o passado, o presente e o futuro do processo de liberalização nos Estados-Membro da União Europeia e demais países da OCDE.

Em suma, o objetivo deste estudo sobre a experiência europeia e da OCDE é contribuir para as decisões cruciais e estratégicas que serão tomadas pelos *policy makers* do SEB.

1. Regulação, concessões e políticas públicas: uma relação de complementaridade¹

Uma rede de distribuição deve ser estruturada, do ponto de vista econômico, como um mercado industrial de monopólio natural, ou seja, deve ser operada somente por uma concessionária. Esse tipo de mercado se justifica pela natureza da energia elétrica, um bem público cuja prestação mais eficiente não é descentralizada e através de um mercado mais competitivo com vários agentes, uma vez que, desta forma, não oferece garantias de soluções eficientes e de custos menores, em razão do volume e do tipo de investimento na infraestrutura elétrica. É o que conceitualmente se classifica como indústria de rede e uma falha de mercado justifica a intervenção do Estado.

A solução normalmente adotada para resolver essa falha de mercado passa pela formalização de um contrato entre o Estado, o poder concedente, e a concessionária, no qual são definidos, de forma detalhada, minuciosa e objetiva, entre outros:

- i. O prazo do contrato de concessão, considerando o período de amortização do investimento;
- ii. Os princípios que devem reger a remuneração dos serviços prestados pela concessionária, cuja aplicação é realizada pelas agências reguladoras, como é o caso da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no Brasil, e da Entidade Reguladora do Setor de Energia (ERSE), em Portugal;
- iii. Diversos indicadores, como de qualidade do serviço, perdas não técnicas e situação econômica e financeira, que devem ser utilizados para avaliar o desempenho da concessionária; e
- iv. Os direitos e obrigações de cada uma das partes contratantes.

Além desses condicionantes, os contratos de concessão devem respeitar a legislação em vigor, visar o interesse público e respeitar os princípios da imparcialidade, da concorrência, da transparência e da não discriminação. Esses princípios, que são hoje consensuais a nível internacional e inclusive no Brasil, decorreram de um processo de aprofundamento e de melhoria contínua, que começou nos anos de 1990 com as reformas liberais do Reino Unido.

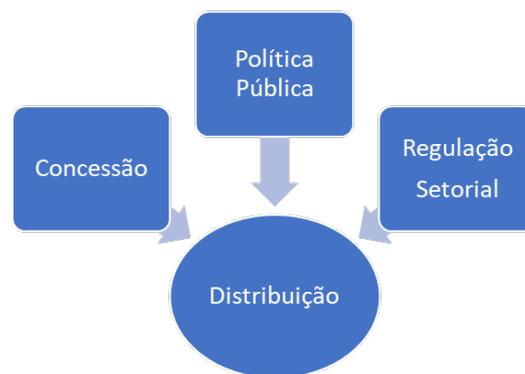
¹ Sobre este assunto veja-se ainda Santos et al (2022).

A racionalidade econômica que fundamenta as concessionárias no âmbito dos mercados liberalizados foi analisada e fundamentada conceitualmente em dois artigos publicados por Demsetz (1968)² e Williamson (1976)³, que merecem ser examinados por quem desejar se aprofundar nessa análise econômica.

Observa-se que os operadores das redes de distribuição desenvolvem uma atividade multisserviços em que, a par da quantidade e dos preços, a qualidade de serviço e a redução das perdas nas redes são também indicadores muito relevantes. No atual contexto de transição energética, destacam-se, ainda, as inovações tecnológicas, incluindo a digitalização das redes e a atuação das distribuidoras como facilitador no desenvolvimento dos mecanismos de flexibilidade e na integração de novos atores (as comunidades de energia, os prossumidores e os agregadores), que tendem a se constituir, de forma crescente, em indicadores relevantes do desempenho das concessionárias.

Para além disso, o prazo das concessões de energia normalmente se prolonga por períodos muito longos, em média de 30 anos, quando pode, certamente, ocorrer mudanças tecnológicas e alterações no funcionamento no setor elétrico que não poderiam ser antecipadas no momento da assinatura dos contratos de concessão. Portanto, esses contratos devem fixar as regras básicas da concessão, de natureza estrutural e atemporal, a serem complementadas pela regulação setorial e por políticas públicas, conforme reproduzido na Figura 1. De tal forma, é possível garantir um ajuste às alterações que possam ocorrer no curto e médio prazo.

Figura 1 - As concessões da distribuição são um contrato “incompleto”



Fonte: Elaboração própria.

² Demsetz, Harold (1968). Why Regulate Utilities? *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp. 55-65.

³ Williamson, Oliver (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - In General and with Respect to CATV. *Bell Journal of Economics*, vol. 7, pp. 73-104.

A tríplice intervenção do Estado concedente⁴, do Estado promotor de políticas públicas e do regulador independente deve observar uma atribuição de funções que seja exaustiva, sem que exclua, também, a possibilidade de existirem sobreposições entre as três dimensões de intervenção do Estado. Nessa perspectiva, é desejável que a concessão não estabeleça regras que sejam da esfera das competências específicas do Estado promotor de políticas públicas e, sobretudo, do regulador setorial. Por exemplo, a remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica é remetida integral e exclusivamente para a esfera de decisão do regulador.

Como se pode verificar na Figura 2, a estrutura do contrato de concessão é, quase sempre, muito enxuta e restringe-se aos seguintes aspetos:

- i. Âmbito e prazo da concessão;
- ii. Direitos e obrigações do poder concedente e da concessionária;
- iii. Ação fiscalizadora da concessionária pelo regulador;
- iv. Definição dos procedimentos relativos a suas alterações e extinção; e
- v. Garantias de cumprimento das obrigações e mecanismos de resolução de conflitos.

Figura 2 - Estrutura dos contratos de concessão



Fonte: Elaboração própria.

⁴ Existem alguns países em que as distribuidoras detêm os ativos de distribuição e procedem a operação da rede com base em uma licença de exploração, como, por exemplo, Espanha e o Reino Unido.

2. O operador da rede de distribuição no contexto do processo de liberalização na União Europeia⁵

Nos anos 1990, consensualizou-se, mundialmente, a necessidade de promoção de reformas profundas no setor elétrico, embora progressivas e graduais, caracterizadas pelas seguintes dimensões:

- i. A privatização dos antigos monopólios públicos acompanhada pela separação de atividades de geração, transmissão e distribuição (“*unbundling*”);
- ii. O acesso não discriminatório de terceiros às redes;
- iii. A construção de mercados organizados, com a institucionalização de novos agentes; e
- iv. A criação de agências reguladoras independentes com foco na proteção dos consumidores e nos segmentos de rede com a natureza de monopólios naturais.

A profunda reorganização do setor elétrico, baseado na existência de monopólios públicos verticalmente integrados, para um modelo de funcionamento focado na separação entre monopólios naturais (redes) e atividades potencialmente competitivas (geração e comercialização) buscou:

- i. Garantir o acesso não discriminatório de terceiros às redes, bem como a regulação econômica eficiente dos monopólios naturais; e
- ii. Introduzir novos instrumentos de mercado, que permitiram potenciar a concorrência nos segmentos competitivos das cadeias de valor (geração e comercialização).

A separação entre as atividades de distribuição e comercialização pressupõe que se proceda à criação de dois novos agentes, quais sejam, as comercializadoras de mercado e o comercializador regulado de último recurso. Nesse contexto, os consumidores podem escolher a sua comercializadora de mercado, com a qual celebram um contrato de fornecimento de energia elétrica com condições contratuais previamente definidas para um determinado prazo. Ao seu termo, o consumidor pode optar por negociar um novo contrato com a atual comercializadora ou optar por mudar para uma outra comercializadora que ofereça melhores condições contratuais.

⁵ Sobre este assunto, veja-se ainda Castro et al (2024 a).

O comercializador regulado de último recurso, por sua vez, fornece energia elétrica aos consumidores que ainda não transitaram para o mercado livre, mas assume diferentes configurações nos vários países da União Europeia. No caso português, a implementação do CUR ocorreu da seguinte forma e possui as características apresentadas abaixo:

- i. Quando foi realizada a separação entre as atividades de distribuição e comercialização, os consumidores que recebiam energia à tarifa regulada (todos os consumidores residenciais e os consumidores industriais que ainda não tinham aderido à contratualização da energia no mercado) passaram a ser atendidos pelo CUR;
- ii. Quando os consumidores passaram a poder optar por um contrato de fornecimento com um comercializador de mercado, se iniciou um processo de transição progressiva e gradual de consumidores do CUR para os comercializadores de mercado, incentivado pelas melhores condições contratuais oferecidas;
- iii. No caso de um comercializador de mercado deixar de exercer a sua atividade, a sua carteira de clientes era, transitoriamente, transferida para o CUR, até ao momento em que esses consumidores contratassem o seu fornecimento de energia com outro comercializador de mercado; e
- iv. Em uma fase inicial, o regresso ao CUR não era permitido, mas, recentemente, com a crise energética, os consumidores passaram a poder optar pela melhor tarifa existente no mercado, incluindo a tarifa regulada.

O foco da intervenção pública nas redes de distribuição (políticas públicas, arquitetura da concessão e regulação setorial) tem duas preocupações centrais:

- i. A criação de condições propícias para um funcionamento eficaz e eficiente das atividades de distribuição, com a fixação de tarifas eficientes de acesso, a garantia do acesso não discriminatório às redes, a melhoria da qualidade de serviço, a redução das perdas de energia, a garantia de um adequado planeamento das redes, dentre outros temas;
- ii. Desenvolvimento de ações que promovam a inclusão energética, a redução de perdas não técnicas, a regularização da prestação do serviço público em áreas de vulnerabilidade socioeconómica e o desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética e a consolidação da resiliência das redes face aos eventos climáticos extremos.

Sobre este tema podem colocar-se algumas questões pertinentes como sejam as seguintes:

- Será que uma comercializadora poderá pertencer ao mesmo grupo empresarial da distribuidora exercendo ambas atividade numa mesma área de concessão?

- Caso tal aconteça, poderão ser definidas regras e estabelecidos mecanismos de supervisão que monitorizem eventuais comportamentos anticompetitivos que possam pôr em causa o acesso não discriminatório às redes que, acaso ocorram, permitam levar à definição de restrições à atividade da distribuidora?
- Que lições se podem retirar da experiência internacional no âmbito do processo de liberalização, nomeadamente da experiência da União Europeia?

Em abstrato, uma empresa verticalmente integrada que detenha e opere a atividade de distribuição pode tomar decisões de investimento ou de gestão corrente que desincentivem a entrada de empresas independentes no segmento da comercialização, contribuindo assim para assegurar a sua posição dominante no mercado.

O processo de liberalização visando o reforço e a consolidação do mercado interno da energia está consagrado nos artigos 114 e 194 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia⁶. Assim, para alcançar os objetivos estabelecidos no Tratado, a União Europeia adotou dois tipos deferentes de instrumentos jurídicos: regulamentos e diretivas.

Observa-se que os regulamentos são vinculativos e devem ser integralmente aplicados em todos os Estados-Membros. As diretivas, por outro lado, estabelecem metas ou objetivos para os quais se fixa um prazo máximo de transposição para o direito interno de cada Estado-Membro.

Neste sentido, cabe à Comissão Europeia monitorizar o cumprimento do prazo de transposição e a adequação da transposição às diretivas europeias. A evolução dos modelos de governança e das funções dos operadores de rede distribuição nos países da União Europeia tem sido determinada, de forma decisiva, pela publicação de diretivas e regulamentos.

Nota-se que as quatro diretivas da União Europeia (1996/92/EC, 2003/54/EC, 2009/72/EC e 2019/944) que visam a liberalização do setor elétrico não estabelecem a obrigatoriedade de separação da propriedade (ownership unbundling) para a atividade de distribuição. Por outro lado, a ownership unbundling apenas foi exigida para a transmissão no chamado Terceiro Pacote de Energia (Diretiva 2009/72/EC), que define que as empresas que operam redes de transmissão sejam completamente independentes daquelas que geram ou comercializam energia elétrica.

⁶ Trata-se da versão de 2016 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia. Sobre este assunto, veja-se o seguinte link:

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9e8d52e1-2c70-11e6-b497-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_3&format=PDF

Em relação à distribuição de energia, a Diretiva 2003/54/EC e a legislação comunitária subsequente exigem a verificação da chamada separação funcional (*functional unbundling*) que estabelece um conjunto de regras visando criar condições de modo que a atividade de distribuição possa ser gerida de forma independente das atividades de geração e comercialização apesar destas três atividades poderem ser desenvolvidas pelo mesmo grupo empresarial:

- i. O processo de liberalização manteve as funções tradicionais do ORD (Operador da Rede de Distribuição):
 - a. Planeamento e expansão das redes de acordo com metodologias harmonizadas à escala da União Europeia que, entre muitos outros aspectos, impeça que o ORD possa fazer investimentos de rede que possam discriminar positivamente um consumidor;
 - b. Operação e manutenção das redes, visando o acesso irrestrito, a segurança de fornecimento, a qualidade de serviço, a gestão das perdas e o acesso transparente à informação.
- ii. O ORD não pode desenvolver atividades relacionadas à geração ou comercialização de energia elétrica.
- iii. O ORD deve agir como um facilitador e seguir uma estrita neutralidade no acesso não discriminatório às redes por parte das comercializadoras, geradoras de energia elétrica, armazenadores, entre outros.
- iv. O operador da rede de distribuição deve garantir a diferenciação da sua imagem e comunicação face às restantes entidades que atuam no âmbito do Sistema Elétrico;
- v. Todos os comercializadores devem ter acesso à mesma informação de natureza técnica e comercial relevante para o exercício da sua atividade;
- vi. A função distribuição deve observar diferentes critérios de separação de atividades:
 - a. Separação contábil: em uma primeira fase do processo de liberalização, essa regra assegurava a manutenção de contas separadas para as atividades de distribuição;
 - b. Separação funcional: no caso de a distribuidora fazer parte do grupo econômico de uma empresa verticalmente integrada, os responsáveis pela gestão das funções de distribuição não podem participar de outras atividades de geração, transmissão ou comercialização de energia elétrica;

- c. Separação legal: a distribuidora pode pertencer ao grupo econômico de empresas verticalmente integradas, mas deve exercer a sua atividade após o cumprimento das obrigações de separação jurídica ou legal;
- vii. O ORD deve elaborar um programa de conformidade que enuncie as medidas adoptadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e garanta que a sua observância é controlada de forma adequada.

A recente Diretiva 944/2019 em seu Artigo 35 coloca que no caso de o operador da rede de distribuição fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, este deve ser independente, pelo menos em termos de forma jurídica, organizacional e de tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com a distribuição, especificando dessa forma uma separação jurídica e operacional. Neste âmbito, o artigo 35º da Diretiva (EU) 2019/944, estabelece o seguinte:

“1. No caso de o operador da rede de distribuição fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, este deve ser independente, pelo menos em termos de forma jurídica, organização e tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com a distribuição. Estas normas não criam a obrigação de separar da empresa verticalmente integrada a propriedade dos ativos da rede de distribuição.

2.c. Se o operador da rede de distribuição fizer parte de uma empresa verticalmente integrada, os Estados-Membros devem assegurar que as suas atividades são monitorizadas pelas entidades reguladoras ou outros organismos competentes, de modo que não possa tirar proveito da sua integração vertical para distorcer a concorrência. Em particular, os operadores de redes de distribuição verticalmente integrados não podem, nas suas comunicações e imagens de marca, criar confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de comercialização da empresa verticalmente integrada”.

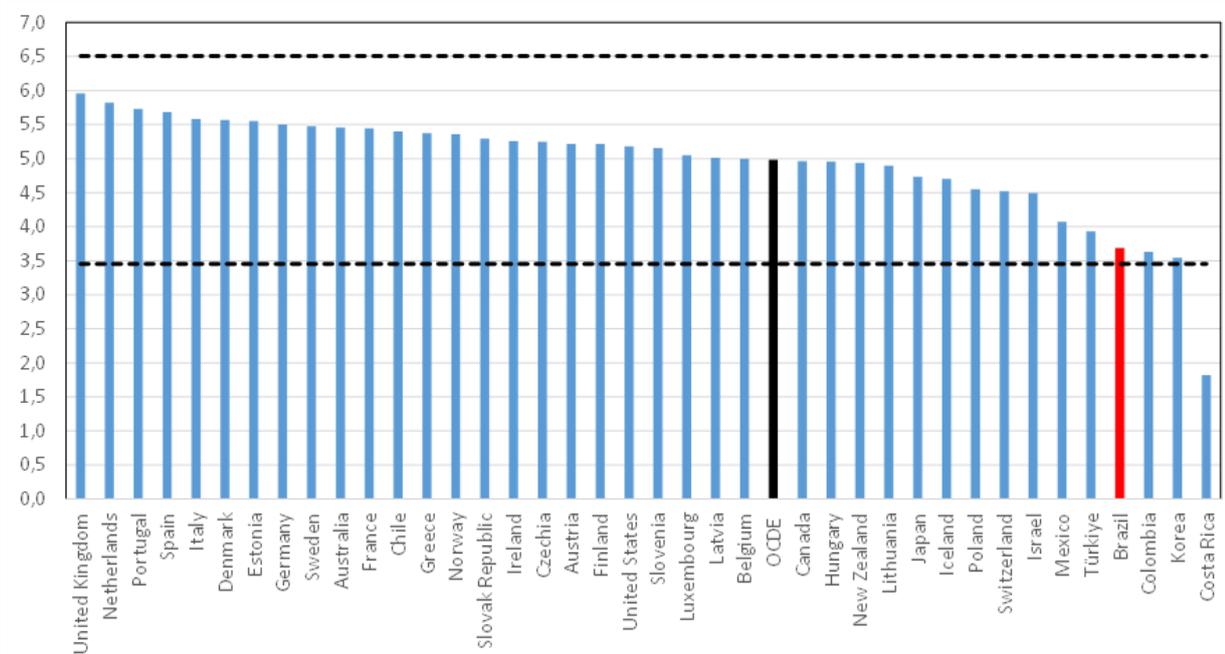
Deve ainda sublinhar-se que os Estados Membros podem não aplicar estas regras às empresas de eletricidade verticalmente integradas que abasteçam menos de 100.000 clientes à rede ou pequenas redes isoladas.

Face a estas iniciativas regulamentares, que balanço se pode fazer do processo de liberalização nos países da União Europeia? Estamos perante um processo dinâmico, gradual e progressivo que tem beneficiado de aprofundamentos ao longo do tempo. Em termos gerais, o que se pode constatar é que nos últimos 25 anos foi possível estabelecer, na grande maioria dos países da União Europeia, um modelo de organização e regulação pro-ativa do setor elétrico em que as anteriores empresas incumbentes integraram no seu universo empresarial o operador da rede de distribuição e um comercializador de mercado submetido a uma pressão competitiva de outros comercializadores que acolheram progressivamente os consumidores que foram migrando da tarifa regulada para as tarifas de mercado.

A OCDE publica um ranking sobre os processos de liberalização do setor elétrico (PMR - Product Market Regulation do setor elétrico), em que são incluídos os países membros da OCDE e alguns países observadores como é o caso do Brasil, que permite retirar seguintes as conclusões (ver figura 3):

- No TOP5 do ranking regulatório constam quatro países: Holanda, Portugal, Espanha e Itália e apenas a Holanda não adotou a separação funcional.
- No TOP 20 constam 15 países europeus: os que estão incluídos do TOP5 e, ainda, a Dinamarca, Estónia, Alemanha, Suécia, França, Grécia, Eslováquia, Irlanda, Chéquia, Áustria e Finlândia. Apenas 4 países não adotaram a separação funcional: Holanda, Estónia, Áustria e Finlândia.

Figura 3 - Ranking da Regulação do Setor Elétrico nos países da OCDE



Fonte: OCDE.

Para finalizar a abordagem deste tema, apresenta-se uma breve descrição da forma como estão organizadas as atividades de distribuição e comercialização em seis países Europeus.

País	Breve descrição das atividades de distribuição e comercialização
Portugal	<p>A concessão da distribuição foi atribuída à EDP Distribuição. Em 31 de Janeiro de 2021, a EDP Distribuição passou a designar-se E-Redes e adotou um programa de diferenciação da sua imagem e comunicação de acordo com as regras definidas pela ERSE (regulador português do setor elétrico) mas continua a fazer parte do Grupo EDP.</p> <p>O Comercializador de Último Recurso tinha a designação de EDP Serviço Universal e, após a diferenciação de imagem, passou a designar-se SU - Eletricidade (SU - Serviço Universal) e continua a ser uma subsidiária do Grupo EDP.</p> <p>A EDP Comercial é o comercializador de mercado do Grupo EDP.</p>
Espanha	<p>A atividade de distribuição é exercida, maioritariamente, pelas seguintes empresas: Endesa Distribución Eléctrica, S.L.; Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.; Unión Fenosa Distribución, S.A.; Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.; E.ON Distribución, S.L.</p> <p>A lista dos comercializadores de último recurso em Espanha permite-nos concluir que todos os grupos empresariais que exercem a atividade de distribuição dispõem também de comercializadores de últimos recurso.</p> <p>https://www.todoluzygases.companias/mercado-regulado</p> <p>A listas de comercializadores de mercado inclui comercializadores de todos os grupos empresariais que desenvolvem a atividade de distribuição:</p> <p>https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2</p>

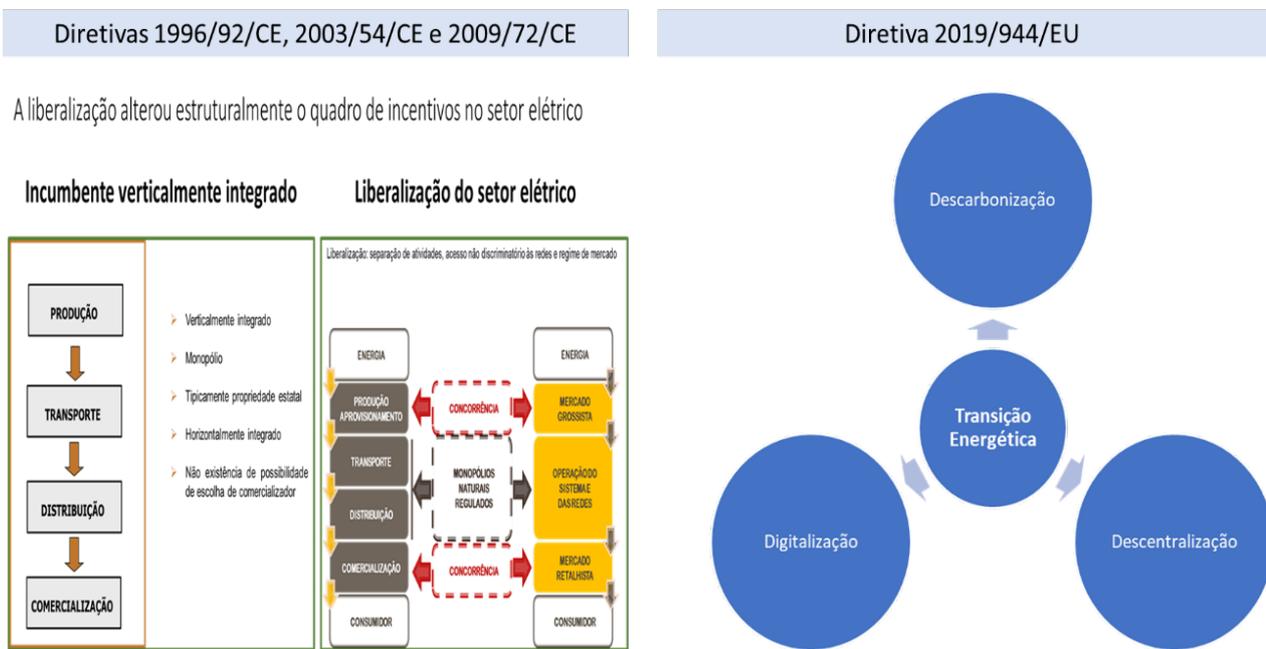
França	<p>Na sequência do processo de liberalização, a EDF criou uma nova empresa, a Électricité Réseau Distribution France (ERDF), designada para exercer a função de operador responsável pela gestão de 95% da rede de distribuição em média e baixa tensão. Em 31 de maio de 2016, a ERDF passou a designar-se por ENEDIS e adotou um novo logotipo bem como os restantes procedimentos de mudança de imagem. Entretanto, a empresa continuou a ser uma subsidiária da EDF.</p> <p>Para além da ENEDIS, existem ainda cerca de 170 ELD - Entreprises Locales de Distribution.</p> <p>A oferta de tarifas reguladas é assegurada pelos Comercializadores de Último Recurso da EDF e das ELD.</p> <p>A EDF dispõe de um comercializador de mercado.</p>
Itália	<p>O setor elétrico italiano é muito marcado pela presença dominante da Enel, a empresa de capitais públicos que era a incumbente pelas atividades do setor elétrico quando que se iniciou o processo de liberalização na Itália. Todavia, o Estado Italiano (Governo e regulador setorial) tem tomado decisões no sentido de reduzir o grau de concentração que a Enel detém por origem histórica.</p> <p>A principal distribuidora é a Enel Distribuzione.</p> <p>A Enel dispõe de um comercializador de último recurso e de um comercializador de mercado.</p>
Alemanha	<p>O processo de liberalização refletiu-se em um amplo processo de reestruturação industrial, marcado por fusões, aquisições, joint-ventures e parcerias, o que contribuiu para um aumento do grau de concentração ao nível nacional, em que se destacam as Big Four (E.ON AG, RWE AG, Vattenfall GmbH e EnBW AG) desempenhando as atividades de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.</p>

Reino Unido	<p>São seis as empresas que controlam a geração e a comercialização no Reino Unido, as Big Six: EDF, E.ON, RWE, Iberdrola/Scottish Power, Centrica e SSE.</p> <p>Por sua vez, existem 14 operadores da rede de distribuição (DNOs, na sigla em inglês), os quais são detentores desses ativos e possuem uma licença para operar em cada uma das 14 áreas de distribuição do Reino Unido.</p> <p>Os DNOs são detidos por seis companhias: a Electricity North West, a Northern Powergrid, a SP Energy Networks, a Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN), a UK Power Networks e a Western Power Distribution.</p> <p>Estão ainda institucionalizados os operadores independentes da rede de distribuição (IDNOs, na sigla em inglês), que detêm os ativos e operam redes locais com acesso à rede de distribuição, como instalações industriais ou polos industriais.</p> <p>Finalmente, foram ainda institucionalizados os provedores independentes de conexão (ICP, na sigla em inglês), que são empresas certificadas para prestarem serviços aos consumidores relacionados com as atividades da distribuição de energia (por exemplo, ligações à rede).</p>
-------------	---

3. O operador da rede de distribuição no contexto da transição energética⁷

No paradigma “clássico” de organização do setor elétrico, a produção remota e centralizada segue a procura com base um fluxo de energia de sentido único, monitorizado através de um sistema de comunicações e de automação limitada, ao longo de uma rede passiva na entrega de energia elétrica aos consumidores domésticos e industriais.

Figura 4 - Liberalização e transição energética: impactos nas concessões, na regulação setorial e nas políticas públicas



Fonte: Elaboração própria.

Tendo por base uma estrutura de custos variáveis elevados (custos combustíveis) e uma produção centralizada de grande dimensão que assegurava a continuidade e previsibilidade de fornecimento, a produção de energia constituía-se como o fator determinante de flexibilidade perante uma procura variável e muito pouco flexível. No balanceamento entre a procura e a oferta de energia, a flexibilidade estava basicamente centrada na gestão da produção.

A penetração crescente das renováveis com produção variável e produção descentralizada de pequena dimensão, reduziram a flexibilidade do lado da oferta e suscitaram a necessidade de valorizar mecanismos de flexibilidade incentivando o armazenamento e a gestão da procura.

⁷ Sobre este assunto veja-se ainda Santos et al (2022).

O setor da energia atravessa um período de mudanças estruturais que sugerem uma visão de futuro bastante diferente do cenário atual, quer para os operadores e agentes do setor, quer para os consumidores.

A inovação tecnológica ao nível da produção de energia elétrica aponta para uma redução significativa da escala económica dos projetos, viabilizando a produção local de energia a partir de fontes renováveis como a energia fotovoltaica ou eólica. As redes de energia incorporam cada vez mais inovação (redes inteligentes), sendo mais automatizadas, permitindo melhores níveis de qualidade de serviço, a participação de novos agentes, a oferta de novos serviços e a emergência de novos modelos de negócio. A inovação afeta também a forma de consumir energia. São exemplos os novos usos de energia elétrica e do hidrogénio verde em desenvolvimento na área da mobilidade de pessoas e mercadorias ou os sistemas inteligentes de monitorização de consumos e de produção, com gestão integrada de recursos de energia.

Os consumidores passam a ser protagonistas pró-ativos, acumulando as funções de consumidores, micro-produtores e micro-armazenadores e utilizando as suas próprias instalações de consumo e produção para prestarem serviços ao sistema e às redes (prosumers).

O desenho do mercado elétrico e dos instrumentos e mecanismos de regulação têm registrado sucessivas alterações de forma a proporcionarem um ambiente favorável à concretização dos desenvolvimentos do mercado e à incorporação de novas tecnologias e inovação, a incentivarem o envolvimento dos consumidores no centro das decisões, assegurando a sustentabilidade económica e ambiental do sector energético e mantendo e afirmando a concorrência no funcionamento dos mercados.

As alterações profundas que estão a decorrer no funcionamento do setor elétrico decorrentes do processo de transição energética suscitou a seguinte questão: qual deverá ser o papel dos operadores da rede de distribuição face a este novo contexto?

Face a estas alterações, a União Europeia aprovou o quarto pacote para a liberalização do setor elétrico em que se destaca a Diretiva 2019/944/EU⁸ que estabelece regras comuns de produção, transporte, distribuição, armazenagem e comercialização de eletricidade no novo contexto da transição energética.

⁸ Sobre este assunto, veja-se o seguinte link:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>

Para além disso, esta diretiva estabelece regras comuns para novas funções ou atividades desenvolvidas no contexto da transição energética, nomeadamente, as comunidades de energia⁹ e os agregadores¹⁰.

Nessa linha de ação regulatória, há também estímulos ao processo de digitalização, aderente à transição energética. Como exemplos ilustrativos dessa dinâmica marcante da digitalização, citam-se os mercados locais de flexibilidade, a utilização das redes inteligentes e das tecnologias de armazenamento para reduzir os *curtailments* e a utilização de carregadores inteligentes na mobilidade elétrica como um mecanismo adicional de flexibilidade de grande alcance.

A Transição Justa chama a atenção que, para além das intervenções no âmbito energético apresentadas, as preocupações de natureza social constituem também um vetor de intervenção relevante na atividade da distribuidora, nomeadamente nas seguintes dimensões:

- i. Proteção dos consumidores, especialmente dos mais vulneráveis;
- ii. Garantia do acesso universal à energia limpa, segura e a preços módicos;
e
- iii. Mitigação dos impactos negativos da pobreza energética.

A emergência climática, a exemplo dos eventos extremos que ocorreram em São Paulo e no Rio Grande do Sul, é considerada no Decreto nº 12.068/2024 com a previsão de investimentos em redes mais resilientes, exigindo planos específicos a serem regulados pela ANEEL.

A esse respeito, existem boas práticas regulatórias internacionais, como é o caso da regulação por incentivos introduzida, a título ilustrativo, pelo regulador de energia italiano, a ARERA, no período regulatório de 2016-2023, com destaque para três dimensões complementares:

⁹ Comunidade de Energia é uma entidade jurídica “cujos titulares de participações sociais podem ser pessoas singulares, autoridades locais, incluindo municípios, ou pequenas empresas” (...) que pode participar em atividades de produção, distribuição, comercialização, consumo, agregação e armazenamento de energia bem como em atividades de prestação de serviços de eficiência energética, de carregamento de veículos elétricos e de outros serviços energéticos”.

¹⁰ “Agregação, uma função desempenhada por uma pessoa singular ou coletiva, o agregador, que combina as cargas ou a eletricidade produzida de múltiplos clientes para compra, venda ou leilão num mercado de eletricidade”.

- i. Melhoria no planejamento das redes, a partir da qual o plano de investimentos na rede de distribuição deve incluir, obrigatoriamente, um plano de resiliência fundamentado em uma análise custo benefício;
- ii. Regulação por incentivo que prevê prêmios ou penalizações para as distribuidoras, em conformidade com o desempenho na execução do plano de resiliência; e
- iii. Incentivo ao restabelecimento mais rápido em casos de interrupção prolongada, prevendo compensações a pagar pelas distribuidoras aos consumidores e outras medidas, como prêmios por disponibilidade de recursos antes da emissão do alerta meteorológico.

Nessa linha de ação regulatória, há também estímulos ao processo de digitalização, aderente à transição energética. Como exemplos ilustrativos dessa dinâmica marcante da digitalização, citam-se os mercados locais de flexibilidade, a utilização das redes inteligentes e das tecnologias de armazenamento para reduzir os *curtailments* e a utilização de carregadores inteligentes na mobilidade elétrica como um mecanismo adicional de flexibilidade de grande alcance.

Neste novo contexto, o foco da intervenção pública nas redes de distribuição (políticas públicas, arquitetura da concessão e regulação setorial) tem duas preocupações centrais:

- i. A criação de condições propícias para um funcionamento eficaz e eficiente das atividades de distribuição, com a fixação de tarifas eficientes de acesso, a garantia do acesso não discriminatório às redes, a promoção da prestação de serviço adequada, a redução das perdas de energia, a garantia de um adequado planejamento das redes, dentre outros temas;
- ii. O avanço das reformas em curso visando a aceleração da transição energética, com impacto direto e indireto nas redes de distribuição, buscando a definição das funções da distribuidora do futuro, a criação de mecanismos de flexibilidade, a institucionalização de novos agentes (prossumidores e agregadores), a promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes) e a consolidação da resiliências das redes face aos eventos climáticos extremos.

Diante destes desafios, a inovação regulatória tem feito o seu caminho impulsionada pelos desenvolvimentos metodológicos percursores propostos pela OFGEM, regulador de energia do Reino Unido, que introduziu em 2014 o RIIO (Revenue=Incentives+Innovation+ Outputs).

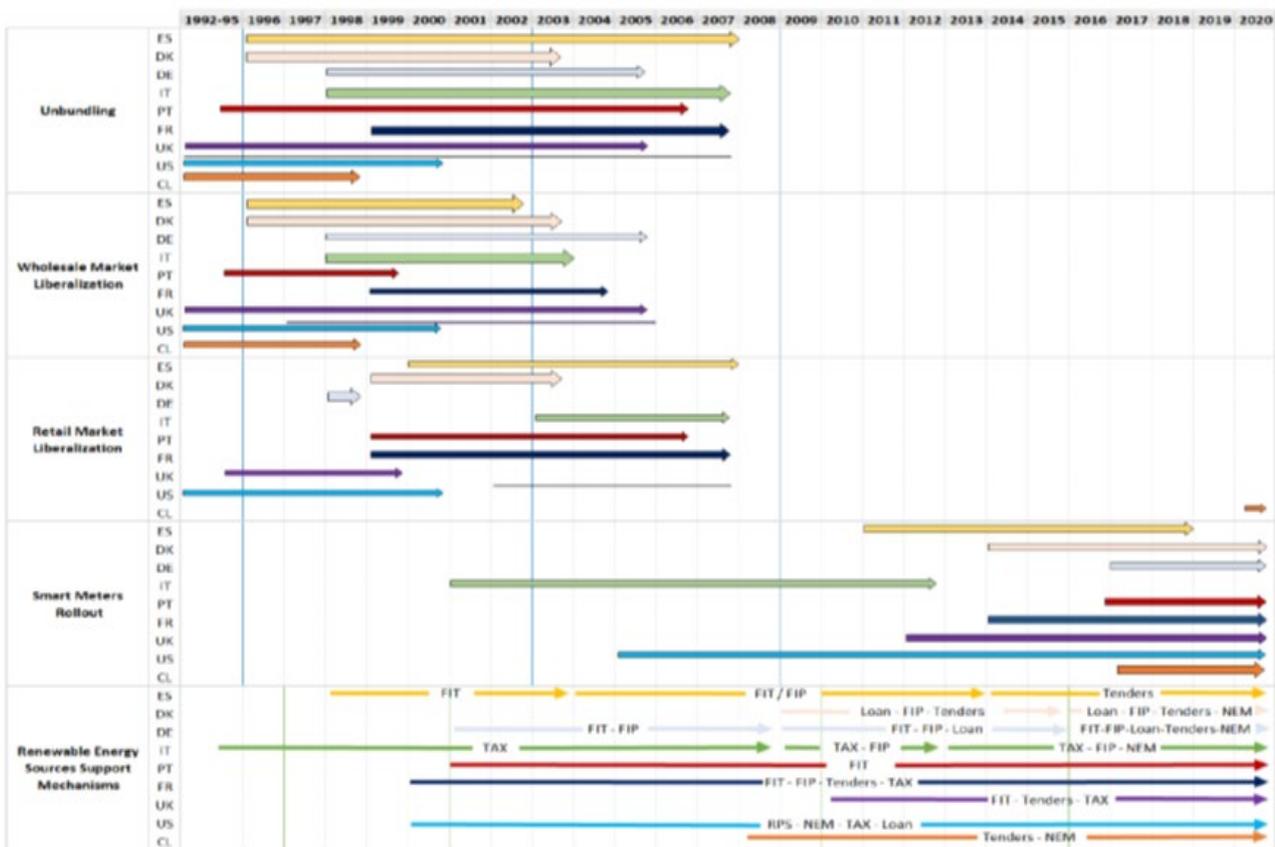
Este modelo regulatório tem subjacente a fixação, pelo regulador, de metas que os distribuidores devem prosseguir com níveis de investimento (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) decididos pelas próprias empresas tendo subjacente um mecanismo simétrico que penaliza os distribuidores em caso de incumprimento e premeia no caso da meta ser atingida com sucesso¹¹.

¹¹ Sobre este assunto, veja-se OFGEM (2014 a e b) e, ainda, Castro e Dantas (2016).

4. Balanço do processo de liberalização¹²

Embora a liberalização tenha sido um processo com desempenhos distintos nos vários países da OCDE, parece inquestionável que contribuiu para criar um ambiente propício à inovação organizacional, à emergência de novos produtos e serviços e de novos modelos de negócios bem como ao empoderamento do consumidor.

Figura 5 - Ritmo de desenvolvimento do processo de liberalização países seleccionados: 1992-2020



Fonte: [Verdejo-Fredes et al \(2022\)](#)

Como se pode verificar na figura 5, a liberalização tem sido um processo progressivo e gradual mas, porventura, mais lento do que seria expectável na sua fase inicial.

¹² Sobre este assunto, veja-se Castro et al (2024 b).

Com base nos estudos desenvolvidos por autores de referência como sejam Pepermans (2018), Poudineh (2019) e Joskow (2022) a par da análise dos relatórios anuais publicados pelo ACER e pelos diferentes reguladores nacionais europeus, é possível identificar as principais tendências verificadas nas experiências de liberalização após cerca de 30 anos de liberalização do setor elétrico:

- i. A migração dos consumidores da tarifa regulada para o mercado liberalizado ocorreu com ritmos distintos nos vários países mas, em geral, o processo foi mais rápido no segmento empresarial do que residencial.
- ii. Na maior parte dos países, existe ainda uma percentagem significativa de consumidores que continuam a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso, nomeadamente no segmento dos consumidores residenciais.
- iii. Apesar da emergência de novos comercializadores de mercado, o grau de concentração é ainda expressivo e os comercializadores pertencentes aos grupos empresariais das anteriores empresas incumbentes continuam a ter uma quota de mercado muito expressiva sobretudo no segmento residencial.
- iv. O ritmo de mudança de comercializador (“switching”) é relativamente baixo no segmento residencial mas bastante mais dinâmico no setor empresarial e, nomeadamente, nas empresas eletrointensivas.
- v. Ao contrário da expectativa inicial, não se verificou uma degradação da qualidade de serviço técnica e comercial devido à conjugação de vários efeitos como sejam, nomeadamente, as iniciativas de supervisão de mercado proativas por parte dos reguladores através da aplicação dos seus regimes sancionatórios que foram robustecidos e a conseqüente mediatização dessas intervenções que se refletem na reputação dos comercializadores que operam no mercado.
- vi. A descentralização da produção, a emergência de consumidores ativos que acumulam a função-consumo com a produção, armazenamento e, até, de prestação de serviços ancilares bem como a criação de novas entidades, como sejam as comunidades de energia e os agregadores, suscitam novos desafios da dinâmica de desenvolvimento da liberalização do mercado varejista.
- vii. O peso crescente de tecnologias de produção variável intermitente, como é o caso da eólica e do solar, contribuiu para aumentar a volatilidade dos preços no mercado varejista com reflexos negativos, sobretudo nos consumidores mais vulneráveis. A aposta nos mecanismos de flexibilidade do lado da oferta (armazenamento e mecanismos remuneração da capacidade) e da procura (demande-response), complementados com medidas visando a proteção dos consumidores mais vulneráveis, permitem mitigar a intensidade deste fenómeno e os seus impactos no funcionamento do mercado varejista.
- viii. Em muitos países europeus, a elevada volatilidade dos preços da eletricidade na sequência da guerra da Ucrânia conduziu à falência de muitos comercializadores de eletricidade. Uma das formas de minimizar este problema no futuro seria estabelecer regras em relação à cobertura de risco mais exigentes e/ou aumentar o valor das garantias dos comercializadores

bem como exigir o cumprimento de rácios de solvabilidade mais exigentes. O reforço das exigências não seria provavelmente suportável por alguns do comercializadores que estão atualmente no ativo e contribuiria para a redução do nº de comercializadores atualmente existentes no mercado, para o aumento do grau de concentração e a redução da concorrência.

O Oxford Institute for Energy Studies publicou, em 2019, um estudo da autoria de Rahmatallah Poudineh com um título sugestivo “Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience?” cujas conclusões finais terminam com a seguinte síntese conclusiva.

“These factors all mean that the retail electricity market requires fundamental reforms. These reforms should not only aim at reconciling competition with consumer protection, but also at making the retail electricity market compatible with the growth of decentralization, decarbonisation objective and the rise of horizontal market structures”.

5. Conclusões

O processo de liberalização do setor elétrico, que se iniciou durante à década de 1990, marcou decisivamente a evolução do segmento da distribuição de energia elétrica. No contexto das empresas verticalmente integradas, em muitos países a função distribuição não era gerida por uma empresa sendo a sua gestão assegurada por uma das suas direções operacionais. O processo de separação contabilística, funcional e legal tornou obrigatório a criação de empresas de distribuição.

Parece ser oportuno sublinhar que o processo de separação de atividades na União Europeia e no Brasil têm uma distinção bastante relevante: enquanto na Europa o operador da rede de distribuição tem a sua atividade restringida à operação e manutenção da rede, no Brasil o distribuidor acumula a função de operador da rede com a de comercializador. Esta distinção nas atribuições dos distribuidores tem reflexos na arquitetura das concessões bem como no âmbito da regulação setorial da atividade de distribuição. De fato, a função comercialização tem subjacente uma relação de proximidade com o consumidor com reflexos na coesão social, no acesso à energia e na pobreza energética que deve merecer a devida ponderação por parte dos concedentes.

Os contratos de concessão, a par da regulação setorial e das políticas públicas, constituem o sistema de intervenção tripartido que caracteriza um dos modelos adotados na Europa para a intervenção do Estado na atividade de distribuição como acontece, por exemplo, na Alemanha, França, Itália e Portugal. Mas existem muitos outros países em que os distribuidores detêm os ativos de distribuição e procedem à operação da rede com base numa licença de exploração como acontece, por exemplo, com a Espanha e o Reino Unido, países em que se procedeu à criação de empresas regionais de distribuição.

Por isso mesmo, existe uma grande diversidade de modelos de governança no exercício da atividade da distribuição de energia elétrica nos diferentes Estados-Membros: concessionárias, empresas públicas nacionais, empresas municipais, empresas de capitais mistos controladas pelo acionista público e empresas privadas que são detentoras dos ativos da distribuição.

Para além disso, a prossecução das reformas em curso visando a aceleração da transição energética têm um impacto direto e indireto nas redes de distribuição como sejam, nomeadamente, as seguintes: definição das funções do distribuidor do futuro, criação dos mecanismos de flexibilidade, institucionalização de novos agentes (prosumers, agregadores e comunidades de energia),

promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos contadores inteligentes e investimento nas redes inteligentes), entre outros temas. Estes temas terão certamente reflexos no desenho e na arquitetura dos contratos de concessão.

Para além disso, no caso concreto do setor elétrico, existem temas relevantes que podem ser invocados como sejam a segurança de abastecimento e a circunstância da energia elétrica ser um serviço público essencial com um impacto social incontornável, nomeadamente, nas seguintes dimensões:

- i. Promover a proteção dos consumidores mais vulneráveis;
- ii. Garantir o acesso universal à energia limpa, segura e a preços acessíveis;
- e
- iii. Mitigar os impactos negativos da pobreza energética.

Neste novo contexto, o foco da intervenção pública nas redes de distribuição (políticas públicas, arquitetura da concessão e regulação setorial) tem duas preocupações centrais.

A primeira é criação de condições propícias para um funcionamento eficaz e eficiente das atividades de distribuição, com a fixação de tarifas eficientes de acesso, a garantia do acesso não discriminatório às redes, a promoção da prestação de serviço adequada, a redução das perdas de energia, a garantia de um adequado planeamento das redes, dentre outros temas.

A segunda é garantir condições para o avanço das reformas em curso visando a aceleração da transição energética, com impacto direto e indireto nas redes de distribuição, buscando:

- i. A definição das funções da distribuidora do futuro;
- ii. Criação de mecanismos de flexibilidade;
- iii. Institucionalização de novos agentes (prosumidores e agregadores);
- iv. Promoção da digitalização das redes (*roll-out* dos medidores inteligentes e investimento nas redes inteligentes); e
- v. Consolidação da resiliências das redes face aos eventos climáticos extremos.

Deve sublinhar-se, a título de atenção, que uma percentagem muito significativa dos operadores de redes de distribuição na União Europeia faz parte do universo empresarial das empresas incumbentes verticalmente integradas que existiam antes do processo de liberalização. Porém, o exercício da atividade de distribuição obriga o operador a garantir acesso não discriminatório às redes e a cumprir regras estritas de separação de atividades, transparência, não discriminação, diferenciação de imagem e comunicação e independência funcional.

Em termos gerais, constata-se que, nos últimos 25 anos, foi possível estabelecer, na grande maioria dos países da União Europeia, um modelo de organização e regulação proativa do setor elétrico.

Embora a liberalização tenha sido um processo com desempenhos distintos nos vários países da OCDE, parece inquestionável que contribuiu para criar um ambiente propício à inovação organizacional, à emergência de novos produtos e serviços e de novos modelos de negócios bem como ao empoderamento do consumidor.

A liberalização tem sido um processo progressivo e gradual mas, porventura, mais lento do que seria esperado na sua fase inicial e, por isso mesmo, é necessário que as inovações regulatórias, como a que será consolidada no novo contrato de concessão das distribuidoras do SEB, e as políticas públicas continuem empenhadas num processo de melhoria contínua nomeadamente nos seguintes aspetos, a luz da experiência da Europa e OCDE:

- i. No segmento residencial é necessário estimular a migração dos consumidores que ainda continuam a ser abastecidos pelos comercializadores regulados, acelerar o ritmo de mudança de comercializadores de mercado e reduzir as barreiras à entrada e o grau de concentração do mercado varejista de forma a aumentar a concorrência.
- ii. A descentralização da produção, a emergência de consumidores ativos que acumulam a função-consumo com a produção, armazenamento e, até, de prestação de serviços auxiliares bem como a criação de novas entidades, como sejam as comunidades de energia e os agregadores, suscitam novos desafios da dinâmica de desenvolvimento da liberalização do mercado varejista.
- iii. O peso crescente de tecnologias de produção variável intermitente, como é o caso da eólica e do solar, contribuiu para aumentar a volatilidade dos preços no mercado varejista com reflexos negativos, sobretudo nos consumidores mais vulneráveis. A aposta nos mecanismos de flexibilidade do lado da oferta (armazenamento e mecanismos remuneração da capacidade) e da procura (demande-response), complementados com medidas visando a proteção dos consumidores mais vulneráveis, permitem mitigar a intensidade deste fenómeno e os seus impactos no funcionamento do mercado varejista.
- iv. Em muitos países europeus, a elevada volatilidade dos preços da eletricidade na sequência da guerra da Ucrânia conduziu à falência de muitos comercializadores de eletricidade. Uma das formas de minimizar este problema no futuro seria estabelecer regras em relação à cobertura de risco mais exigentes e/ou aumentar o valor das garantias dos comercializadores bem como exigir o cumprimento de percentagens de

solvabilidade mais exigentes. O reforço das exigências não seria provavelmente suportável por alguns dos comercializadores que estão atualmente no ativo e contribuiria para a redução do nº de comercializadores atualmente existentes no mercado e para o aumento do grau de concentração e a redução da concorrência.

Nestes termos, os desafios que se colocam em relação ao centro nervoso do setor elétrico, o segmento da distribuição, *locus* onde as inovações tecnológicas irão se concentrar, notadamente nos centros urbanos, são de tal ordem e grau, que o contrato de concessão, ora em discussão no Brasil, é a espinha dorsal que terá que ter a capacidade de estimular os investimentos previstos pela transição energética e, ao mesmo tempo, garantir que as tarifas sejam equilibradas e aderentes aos perfins de renda.

Referências Bibliográficas

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2023a). Demand response and other distributed energy resources. ACER Market Monitoring Report (MMR).

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2023b). Energy retail and consumer protection. ACER Market Monitoring Report (MMR).

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2024). Key developments in European electricity markets. ACER Market Monitoring Report (MMR).

Castro, N. e Dantas, G. (2016), Políticas Públicas para Redes Inteligentes, Gesel

Castro, N., Santos, V. e Rocha, K. (2024), Inovações regulatórias no processo de liberalização do setor elétrico, Broadcast Energia, 31 de outubro 2024.

Castro, N. , Hubner, N., Santos, V. e Rocha, K. (2024), Contribuições do GESEL-UFRJ Nota Técnica: Melhores Práticas Internacionais sobre Concorrência e Liberalização do Mercado Elétrico.

CEER, Council of European Energy Regulators (2019). Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions.

Clifton J. et al. (2021). Journal of Economic Policy Reform, vol. 24(3), pp. 293-304.

Demsetz, H. (1968). Why Regulate Utilities? Journal of Law and Economics, vol. 11, pp. 55-65.

Diretiva 96/92/CE (1996). Regras Comuns para o mercado interno da eletricidade.

Diretiva 2003/54/CE (2003). Estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e revoga a Diretiva 96/92/C.

Diretiva 2009/72/CE (2009). Estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e revoga a Diretiva 2003/54/CE.

Diretiva 2014/23/EU (2014). Regras básicas que devem estar subjacentes à adjudicação de contratos de concessão.

Diretiva 2019/944/EU (2019). Regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Eurelectric (2020). Distribution Grids in Europe Facts and Figures.

Joskow *et al.* (2022). Electricity Retail Rate Design in a Decarbonized Economy: An Analysis of Time-of-use and Critical Peak Pricing. NBER Working Paper 30560.

- Marques, V. (2021). Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede, ERSE.
- OFGEM (2014 a) - Office of Gas and Electricity Markets. Smart Grid Vision and Routemap. Smart Grid Forum. February 2014.
- OFGEM (2014b) - Office of Gas and Electricity Markets. Smart Grid - Enabling Energy Efficiency And Low-Carbon Transition. Foreign & Commonwealth Office. Hong Kong: June, 2014.
- Pepermans, G. (2018). European energy market liberalization: experiences and challenges. Pepermans, G. European energy market liberalization: experiences and challenges. *International Journal of Economic Policy Studies* 13, pp. 3-26.
- Poudineh, R. (2019). Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience? OIES Paper: EL 38. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Santos, V., Hubner, N., Castro, N., Brandão, R. e Castro, B. (2022), Experiências na União Europeia em relação às concessões de distribuição no setor elétrico, TDSE nº 115.
- Tratado sobre o funcionamento da União Europeia, versão de 2016.
- Verdejo-Fredes, H.; García-Muñoz, F.; Tobar, F.; Becker, C.; Olivares, M.; Zolezzi, J.; Guzmán, G. (2022). Retail Electricity Market Liberalization: An Overview of International Experience and Effects on the Chilean Regulated Tariff. *Sustainability* 2022, 14, 13996. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su142113996>.
- Waddams, C.; Zhu, M. (2016). Empirical Evidence of Consumer Response in Regulated Markets. *Journal of Competition Law & Economics*, Volume 12, Issue 1, March 2016, pp. 113-149. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/joclec/nhv041>.
- Williamson, O. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - In General and with Respect to CATV. *Bell Journal of Economics*, vol. 7, pp. 73-104.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-021-2

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240