



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

A transição para um mercado varejista liberalizado no Setor Elétrico Brasileiro: Recomendações das melhores práticas internacionais para o seu efetivo alcance

Nivalde de Castro
Vitor Santos
Katia Rocha
Maria Bernadete Gutierrez
Thereza Aquino
Leonardo Gonçalves
Gustavo Esteves

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 145

**Agosto de 2025
Rio de Janeiro**

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 145

A transição para um mercado varejista liberalizado no Setor Elétrico Brasileiro: Recomendações das melhores práticas internacionais para o seu efetivo alcance

Nivalde de Castro
Vitor Santos
Katia Rocha
Maria Bernadete Gutierrez
Thereza Aquino
Leonardo Gonçalves
Gustavo Esteves

ISBN: 978-85-7197-033-5

Agosto de 2025

Sumário

| | |
|--|-----------|
| Introdução..... | 3 |
| 1 - Pilar 1: Infraestrutura Institucional e Concorrência..... | 6 |
| 1.1. Experiências internacionais de liberalização..... | 8 |
| 1.2. Aprimoramentos regulatórios para uma efetiva liberalização do seb..... | 15 |
| 1.3. Concorrência: Estrutura de Mercado e medidas de monitoramento na experiência internacional..... | 25 |
| 1.3.1. Métricas de concentração do Mercado Varejista: Evolução das experiências internacionais..... | 30 |
| 1.4. Panorama de concentração no Setor Elétrico Brasileiro..... | 35 |
| 2 - Pilar 2: Vetores para o desenvolvimento concorrencial e diretrizes regulatórias.. | 39 |
| 2.1. Natureza da separação das atividades, Marca e Infraestrutura..... | 40 |
| 2.2. Compartilhamento de Dados/Open Energy..... | 46 |
| 2.3. Medidas de comunicação, conscientização e ferramentas de comparação..... | 48 |
| 2.4. Aprimoramentos nos procedimentos e prazos para migração..... | 52 |
| 2.5. Concorrência em grupo verticalmente integrado..... | 55 |
| 3 - Pilar 3: Política Econômica e aspectos ESG na Liberalização do SEB..... | 57 |
| 3.1. Serviço universal e proteção a vulneráveis..... | 59 |
| 3.2. Descontos, subsídios cruzados e distorções entre os ambientes de contratação regulada e livre..... | 65 |
| 3.3. Engajamento do consumidor e implementação de medidores inteligentes..... | 69 |
| 3.4. Clientes ativos, resposta da demanda e eficiência energética na liberalização do mercado elétrico..... | 74 |
| 3.5. Aspectos institucionais: Fortalecimento da Governança no Mercado de Energia Elétrica..... | 78 |
| Conclusão e recomendações finais..... | 81 |
| Anexo A..... | 87 |
| Tabela 1: Potência outorgada dos maiores empreendimentos de geração de energia elétrica dos agentes do segmento de geração: 2023 (em MWh)..... | 87 |
| Anexo B..... | 88 |
| Tabela 1: Consumo de energia elétrica dos 10 maiores grupos econômicos do segmento de distribuição: 2023 (em MWh)..... | 88 |
| Anexo C..... | 90 |
| Tabela 1: Cargas representadas por agentes comercializadores varejistas: Posição de fevereiro de 2025 (em MWh)..... | 90 |
| Anexo D..... | 94 |
| Tabela 1: Montante de venda de energia pelos agentes comercializadores atacadistas: Posição de fevereiro de 2025 (em MWmed)..... | 94 |
| Referências..... | 97 |

A transição para um mercado varejista liberalizado no Setor Elétrico Brasileiro: Recomendações das melhores práticas internacionais para o seu efetivo alcance¹

Nivalde de Castro²
Vitor Santos³
Katia Rocha⁴
Maria Bernadete Gutierrez⁵
Thereza Aquino⁶
Leonardo Gonçalves⁷
Gustavo Esteves⁸

Introdução

Este trabalho tem como objetivos prover uma base analítica fundamentada pelos pilares necessários que se revelaram importantes para o efetivo alcance de um mercado elétrico completamente liberalizado nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e da União Europeia (UE), assim como enfatizar as melhores práticas internacionais dos diferentes países conducentes à completa abertura de mercado do setor elétrico.

Desta forma, busca-se prover aos *stakeholders* do setor elétrico uma base empírica sólida que possa servir para aprimorar e identificar os aspectos essenciais nas próximas reestruturações e reformas necessárias no Brasil, onde, ao contrário da maioria dos países da OCDE e da UE, os consumidores regulados, especialmente residenciais e pequenos comércios, ainda não possuem liberdade para negociar

¹ Este estudo está relacionado ao projeto de pesquisa “Análise de desenhos de mercado internacionais para subsidiar inovações regulatórias frente à abertura do mercado elétrico brasileiro”, vinculado ao Programa de P&D da ANEEL, executado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) com apoio financeiro do Grupo EDP.

² Coordenador-Geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ) e Professor do Instituto de Economia da UFRJ

³ Professor Catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade de Lisboa

⁴ Pesquisadora do Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada (IPEA);

⁵ Pesquisadora do Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada (IPEA);

⁶ Pesquisadora Sênior do GESEL-UFRJ e Professora da Escola Politécnica da UFRJ;

⁷ Pesquisador Associado do GESEL-UFRJ;

⁸ Pesquisador Associado do GESEL-UFRJ

e escolher os seus fornecedores de energia. Há, entretanto, uma perspectiva de solucionar essa questão no âmbito do debate sobre a modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), seja no Projeto de Lei nº 414/2021 (PL 414/2021), ainda em trâmite no Congresso Nacional, seja na recente iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME), que culminou na Medida Provisória nº 1.300/2025 (MP 1.300/2025), estabelecendo um cronograma para a completa abertura do varejo.

Observa-se que a experiência internacional dos países exitosos na completa liberalização dos seus mercados de energia elétrica traz algumas questões e lições traduzidas por três pilares, referentes (i) à infraestrutura institucional e concorrência, (ii) aos vetores para o desenvolvimento concorrencial e diretrizes regulatórias e (iii) à política econômica e aspectos ESG na liberalização do mercado elétrico.

O primeiro pilar engloba questões referentes às experiências internacionais e estruturas de mercado adequadas para a promoção da concorrência nos mercados de energia elétrica, bem como a evolução da agenda regulatória brasileira em direção às melhores práticas internacionais no setor. A experiência mostra que um ambiente competitivo demanda não só um grau de concentração compatível com as forças de mercado, como também é extremamente importante que as agências regulatórias estimulem e monitorem para que o ambiente competitivo prevaleça ao longo do tempo.

O segundo pilar consolida as recomendações das melhores práticas regulatórias internacionais, baseadas na [Diretiva de Eletricidade \(UE\) 2019/944 do Parlamento Europeu](#) (Diretiva de Eletricidade), que reforçam o objetivo de garantir um fornecimento de energia seguro, competitivo, acessível e sustentável. Nesse contexto, são analisados os aprimoramentos regulatórios sobre o tema da abertura de mercado no Brasil, focando, em especial, nos incentivos à concorrência no setor de varejo, e apontados os cuidados no desenho regulatório e nas políticas públicas em coibir práticas anticoncorrenciais, seja na formatação de incentivos regulatórios para facilitar a migração, identificação e eliminação de barreiras formais à entrada de novos agentes (entrantes), seja na redução da

assimetria de informação e transparência para os consumidores em relação aos produtos e ao funcionamento do mercado de energia elétrica. Ademais, busca-se garantir a independência e a integridade das agências regulatórias para que possam cumprir o seu papel institucional.

O terceiro e último pilar se refere à necessidade de que a política econômica seja compatível com os objetivos perseguidos nos processos de liberalização em que se busca uma maior eficiência econômica. Assim, o tema dos subsídios e encargos onerando alguns consumidores no Brasil naturalmente emerge, assim como a importante questão do supridor de última instância (SUI), que tem uma relevante interface com os aspectos ESG e com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 (ODS 7), da Organização das Nações Unidas (ONU).

Portanto, o Brasil, na busca da liberalização completa do SEB, deverá considerar os pilares ora introduzidos. Neste sentido, o presente Texto de Discussão tem como objetivo principal o detalhamento e a análise das medidas que se mostraram necessárias para a liberalização completa dos mercados de energia elétrica dos países da OCDE e, em particular, da UE, visando subsidiar as ações para que o SEB também alcance um mercado liberalizado amplo e inclusivo.

1 - Pilar 1: Infraestrutura Institucional e Concorrência

Neste pilar, são exploradas as experiências internacionais de liberalização e os pontos de atenção quanto às melhores práticas regulatórias que propiciem estabelecer, à luz dessas experiências, o enquadramento para uma efetiva abertura de mercado no SEB. A análise recai nos aspectos fundamentais para a abertura do mercado, em especial nos concorrenciais, vetor considerado fundamental para uma efetiva liberalização no segmento de varejo. Apresenta-se, então, a evolução da agenda regulatória no Brasil, que evolui, gradativamente, com os aprimoramentos diversos em direção à completa abertura do mercado elétrico.

As reformas estruturais, regulatórias e de mercado do setor elétrico foram implementadas desde a década de 1990 em diversos países, com o Reino Unido visto como paradigmático. O objetivo central das reformas foi estabelecer novos desenhos institucionais e de mercado para o setor de energia elétrica, com benefícios de longo prazo para a sociedade, através de preços que reflitam o custo econômico eficiente do fornecimento de eletricidade e respectivos atributos técnicos de qualidade do serviço.

O pressuposto basilar das reformas é que os mercados competitivos têm o condão de proporcionar não apenas menores custos/tarifas, mas também de favorecer os melhores serviços, com maior grau de inovação, indicadores de qualidade aderentes e melhor sinalização de preço ao consumidor final, de modo a possibilitar uma melhor resposta da demanda e melhores decisões de investimentos, contribuindo inclusive para a segurança do sistema. Neste sentido, a experiência dos países da OCDE indica que a abertura total do mercado de energia elétrica, com possibilidade de o consumidor final escolher o seu fornecedor de energia elétrica, já é uma realidade há tempos.

O governo brasileiro vem caminhando, gradualmente, com a agenda da modernização do SEB em direção à completa liberalização do mercado elétrico, a partir da Consulta Pública nº 33/2017 (MME), passando pelas Consultas Públicas nºs 131/2022 (MME, 2022a) e 137/2022, (MME, 2022b), pelas Tomadas de Subsídios nºs 10/2021 e 14/2024, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e pelas recentes Consultas Públicas nºs 027/2024 e 007/2025, também da ANEEL.

O próprio PL 414/2021, ainda em tramitação no Congresso Nacional, já colocava como objetivos principais:

- i. O fornecimento de energia ao menor custo possível;
- ii. A abertura de mercado com a possibilidade de o consumidor regulado escolher o seu próprio fornecedor de energia; e
- iii. A sustentabilidade da expansão da geração, com uma correta precificação de atributos e a eficiência na alocação dos respectivos custos e riscos.

Finalmente, a MP 1.300/2025, recente iniciativa de modernização do setor proposta pelo MME, retoma a proposta de abertura de mercado para o consumidor regulado (cativo), trazendo aprimoramentos adicionais diversos através de maior abrangência e qualificação dos consumidores vulneráveis, com a nova Tarifa Social de Energia Elétrica (transição energética justa). Ademais, a MP 1.300/2025 propõe uma melhor redistribuição e racionalização de encargos e subsídios, com critérios mais rigorosos na definição de autoprodução, o fim de descontos no fio para as fontes incentivadas, com o rateio entre todos os consumidores, livres e cativos, de forma não discriminatória para uma efetiva liberalização. Como consequência da abertura do mercado, a medida provisória também estabelece a criação do SUI, que poderá ser a distribuidora local, dependendo da definição pelo poder concedente, define um cronograma para a abertura do mercado em duas etapas - a partir de 1º de agosto de 2026, para todos os consumidores industriais e comerciais, e de 1º de dezembro de 2027, para os demais consumidores - e determina o prazo de 1º julho de 2026 para a separação das atividades de comercialização e distribuição.

1.1. Experiências Internacionais de Liberalização

As reformas estruturais, regulatórias e de mercado do setor elétrico foram implementadas desde a década de 1990 em diversos países, com o Reino Unido visto como país paradigmático. Praticamente em todos os países, o sistema de energia elétrica, composto pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, evoluiu a partir de monopólios verticalmente integrados, basicamente estatais.

As reformas basearam-se na reestruturação, na desverticalização e no desenvolvimento de mercados competitivos de energia no atacado e varejo, baseados nos seguintes pilares segundo Joskow (2008):

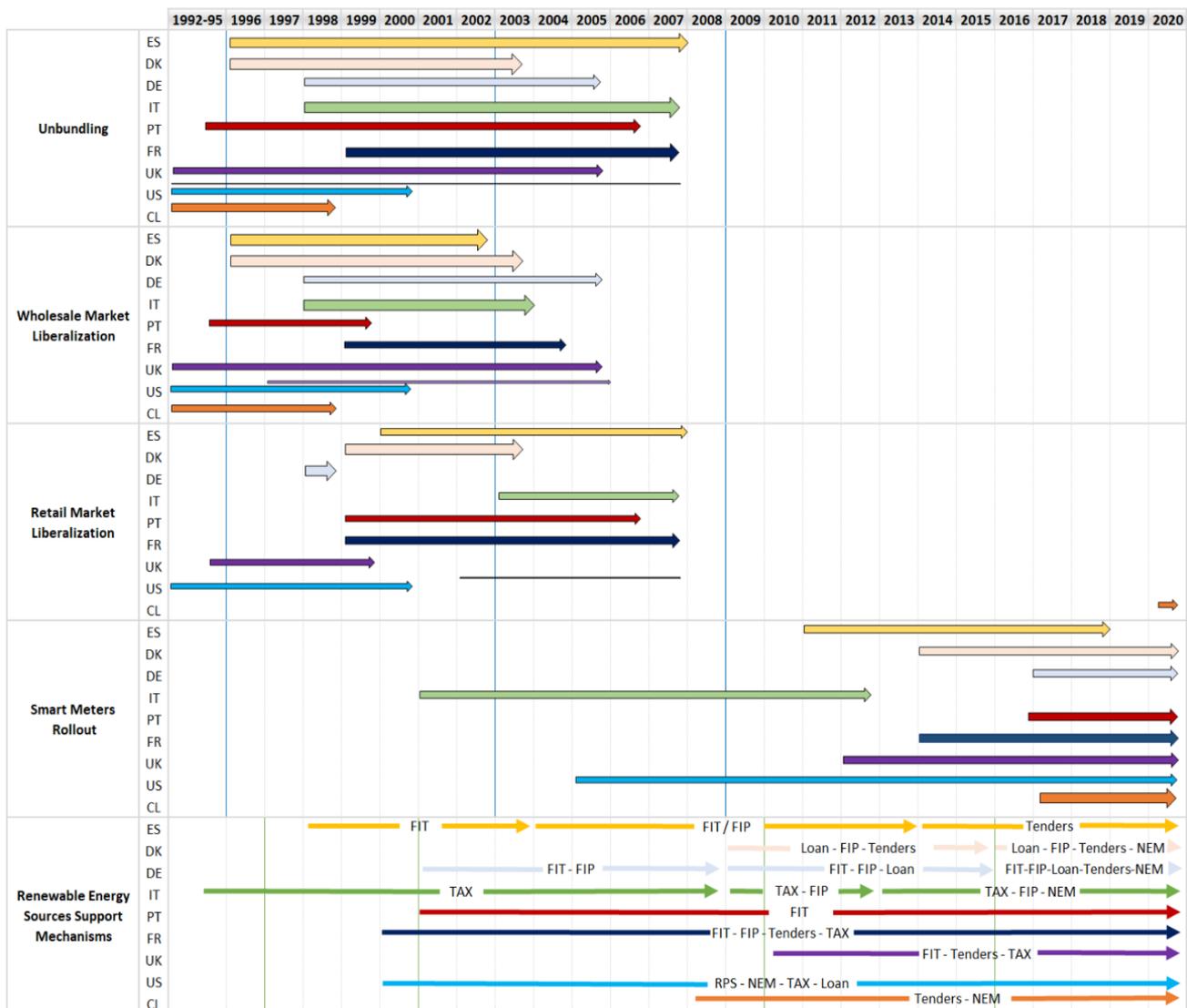
- i) Privatização de empresas estatais, principalmente nos segmentos de geração e comercialização, visando aumentar a concorrência;
- ii) Separação vertical dos segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) daqueles regulados relativos ao monopólio natural de rede (distribuição e transmissão);
- iii) Aumento da concorrência no segmento de geração para mitigar o poder de mercado e garantir um mercado atacadista competitivo;
- iv) Designação do operador do sistema elétrico independente;
- v) Criação de um mercado *spot*, de negociação voluntária e transparente, para equilibrar os requisitos em tempo real entre oferta e demanda de energia, de forma a refletir sinais locacionais e um custo marginal adequado;
- vi) Desenvolvimento de instrumentos de resposta da demanda;
- vii) Separação (*unbundling*) das tarifas de comercialização de energia no varejo e do serviço monopolista de rede (fio);

- viii) Previsão de responsabilidade das distribuidoras para com o fornecimento dos consumidores sem acesso ao mercado varejista (cativos) via processos competitivos de aquisição de energia no mercado, com posterior implementação da figura do supridor de última instância (SUI); e
- ix) Estabelecimento de agência reguladora com autonomia técnica e financeira e adoção de uma regulação baseada em indicadores de performance.

Nota-se que o objetivo central das reformas foi estabelecer novos desenhos institucionais e de mercado para o setor de energia elétrica, com benefícios de longo prazo para a sociedade, através de preços que reflitam o custo econômico eficiente do fornecimento de eletricidade e respectivos atributos técnicos de qualidade do serviço. O processo de liberalização avançou muito rapidamente nas maiores economias globais e, em 2007, todos os consumidores residenciais da União Europeia, por exemplo, já podiam escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

De forma resumida, a Figura 1 ilustra a evolução de alguns países da OCDE no processo de liberalização. O primeiro eixo, de desverticalização/desagregação, abrange os principais marcos quanto à abertura do mercado de eletricidade no atacado/varejo (segundo e terceiro eixo) e livre acesso às redes de transmissão e distribuição. O quarto eixo engloba a implementação de serviços como o medidor inteligente/gerenciamento de dados, uma dimensão recente e relevante na competição do segmento de varejo, que potencializa um maior engajamento do consumidor ao permitir produtos e tarifas diferenciados e incentiva toda uma nova cadeia de serviços e investimentos. Finalmente, o quinto eixo, igualmente recente, considera os instrumentos de incentivos para promover a eletricidade gerada a partir de fontes renováveis.

Figura 1: Processo de Evolução das Reformas de Liberalização do Setor Elétrico



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

Dessa forma, a completa liberalização do varejo nas economias desenvolvidas ocorreu há quase duas décadas (2007) e se traduziu, como posto, em um processo contínuo e gradual em direção à abertura no varejo, incluindo, recentemente, grande evolução devido aos desafios crescentes impostos pela transição energética. Dentre esses aspectos, se destacam o crescimento e gerenciamento das fontes intermitentes no sistema elétrico, a eletromobilidade e os desafios trazidos pelos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), conjunto de inovações tecnológicas que exigem novos investimentos e, por suposto, inovações regulatórias para dar viabilidade e sustentabilidade econômica.

Observa-se que uma maior concorrência no setor varejista possibilita que os consumidores escolham o fornecedor de energia que lhes ofereça uma combinação de preço, qualidade e serviço que melhor atenda às suas necessidades, além de potencializar menores tarifas com uma maior aderência entre as variáveis de preço e custo.

O pressuposto basilar das reformas é que os mercados competitivos têm o condão de favorecer não apenas menores custos/tarifas, mas também melhores serviços, com maior grau de inovação e respectivos indicadores de qualidade aderentes, além de prover uma sinalização de preço mais adequada ao consumidor final, favorecendo respostas da demanda e uma melhor alocação de investimentos. Ademais, a reforma desenvolve uma ampla gama de novos serviços, atraindo maiores fluxos de investimentos e estimulando o adensamento de toda uma cadeia da economia, com maior potencial para produtividade, desenvolvimento e crescimento econômico do país em questão.

As experiências internacionais, após 30 anos do processo de reformas e liberalização, culminaram em um bom grau de concorrência no mercado atacadista não-residencial, com impactos na diminuição do custo da energia e resultados ainda evoluindo, gradativamente, em direção a uma maior concorrência e engajamento do consumidor no mercado varejista residencial.

Reconhece-se que a liberalização consiste em um processo contínuo, dinâmico e com alta heterogeneidade (Littlechild, 2002, 2018), no qual nem sempre os consumidores estão em uma posição de aproveitar as oportunidades potenciais de um mercado liberalizado, já que a falta de concorrência e os custos de migração muitas vezes superam os benefícios de menores preços, conforme apontado pela *British Competition and Markets Authority* (CMA, 2016) e por outros estudos similares (Waddams e Zhu, 2016).

Segundo Pepermans (2018), os resultados das reformas podem ser resumidos da seguinte forma:

- i) A liberalização foi efetiva na diminuição dos preços no atacado, porém apresentou, na média, resultados mistos ou não substantivos para o segmento de varejo;
- ii) Os encargos/taxas e os custos de rede são os principais *drivers* que ainda explicam os preços varejistas mais altos do que o esperado ou previsto nos países que já liberalizaram o varejo, apesar de uma tendência decrescente no preço da eletricidade no atacado;
- iii) Decréscimos nos preços varejistas foram mais significativos em países com altas penetrações de fontes de energia distribuídas, muito embora essa tendência não se reflita uniformemente devido a diferentes regulamentações de tarifas de rede, fragmentação do mercado interno, impostos, taxas, subsídios, sistemas de distribuição de rede e políticas energéticas nacionais; e
- iv) Ainda há altos níveis de concentração de mercado e baixas taxas de troca (*switching*), o que é traduzido em menor competitividade no mercado varejista.

De forma a proporcionar uma efetiva abertura, as melhores práticas internacionais recaem em estímulos na direção de um mercado de energia elétrica mais competitivo, centrado no consumidor, flexível, transparente e não discriminatório. Além disso, as reformas visam garantir tarifas e custos de energia acessíveis e transparentes, com os preços de mercado respondendo aos respectivos custos, de modo a incentivar os investimentos necessários ao sistema. Assim, os incentivos corretos possibilitam o desenvolvimento de redes e a ampliação da capacidade de geração, com elevado nível de segurança do sistema e buscando uma transição energética sustentável.

Após cerca de três décadas de liberalização do mercado, as experiências podem ser consolidadas nos seguintes tópicos:

- i) Como regra geral, o mercado atacadista se beneficiou mais efetivamente a partir de uma maior concorrência e de custos decrescentes, em relação ao mercado varejista, com respostas heterogêneas por países e resultados mistos quanto às tarifas para o consumidor varejista;
- ii) Políticas públicas e desenhos regulatórios não adequados levaram a uma distribuição injusta dos custos do sistema para os consumidores cativos;
- iii) Os encargos e impostos, bem como os custos de rede, são os principais *drivers* que ainda explicam os preços varejistas mais altos do que os previstos, apesar de uma tendência decrescente no preço da eletricidade no atacado;
- iv) Decréscimos nas tarifas varejistas foram mais significativos em países com altas penetrações de fontes de energia distribuída, muito embora essa tendência pode não se refletir de forma geral devido a diferentes regulamentações de tarifas de rede, fragmentação do mercado interno, impostos, encargos e políticas energéticas nacionais, como a implementação das fontes renováveis;
- v) Em algumas economias desenvolvidas, ainda persistem altos níveis de concentração de mercado no segmento varejo, com baixas taxas de troca (*switching*) de fornecedores pelos consumidores, o que é traduzido em menor competitividade e baixo engajamento do consumidor;
- vi) Faltam sinais de preço adequados no varejo ao consumidor que reflitam o valor e o custo da eletricidade ou da transmissão e distribuição em diferentes períodos de tempo;
- vii) Modelos tarifários varejistas que não estimulam uma adequada resposta da demanda, especialmente frente a maior volatilidade de preços introduzida pelas fontes intermitentes no sistema, têm sido uma das maiores fraquezas dos mercados varejistas e pontos de atenção na elaboração de futuras políticas públicas; e
- viii) Informação ainda limitada sobre as funcionalidades reais permitidas pelos dispositivos de medição inteligentes instalados no varejo.

Contudo, observa-se que os sinais de preço podem não ser apropriados para todos os tipos de consumidores e em todas as situações⁹. No entanto, o regulador deve envidar esforços na proteção do consumidor, em especial os vulneráveis e pequenos, a uma exposição razoável aos sinais de preço.

Finalmente, cabe concluir que a abertura completa do mercado de energia é um processo contínuo, gradual, evolutivo e de amadurecimento de cada país. Mesmo em países que avançaram nesse processo, existem iniciativas em curso para tornar os mercados ainda mais eficientes e competitivos, com maior engajamento dos pequenos consumidores. Além disso, nota-se uma constante preocupação, monitoramento e fiscalização em relação à concorrência no setor varejista, a mitigação de práticas anticompetitivas e o estabelecimento de códigos de conduta transparentes, isonômicos e não discriminatórios, se configurando em um processo dinâmico com diversas heterogeneidades a nível país.

1.2. Aprimoramentos Regulatórios para uma Efetiva Liberalização do SEB

As Consultas Públicas do MME n^os 131/2022 e 137/2022 e a Nota Técnica n^o 10/2022-SRM/ANEEL apresentaram um enquadramento recente dos estudos e das questões pertinentes à abertura de mercado extensiva a todos os consumidores, com a consolidação das diversas contribuições relativas aos aprimoramentos das medidas regulatórias necessárias. Destaca-se que a abertura do mercado livre para receber a migração dos consumidores do Grupo A, independentemente da demanda, conforme estabelecido pela Portaria MME n^o 50/2022, a partir de janeiro de 2024, se configura em um novo patamar de crescimento para esse mercado.

⁹ Na maior parte dos países, os consumidores residenciais são protegidos da volatilidade resultante da integração crescente das renováveis no setor elétrico, através de contratos anuais de tarifas que não estão indexadas à variação horária do mercado *spot*. A gestão do risco decorrente da volatilidade crescente é assumida pelo comercializador, que contrata uma parcela significativa da sua carteira nos mercados a prazo.

Sobre o desenho dos novos agentes de mercado, as contribuições acima analisaram questões sobre: i) o comercializador regulado, papel exercido atualmente pela concessionária de distribuição (incumbente), que ficará responsável pelos consumidores que permanecerão no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); ii) os comercializadores varejistas (entrantes), que atenderão os consumidores varejistas que migrarão do ACR para o Ambiente de Contratação Livre (ACL); e iii) o supridor de última instância, que atenderá os consumidores inativos ou aqueles desligados de seu supridor por motivo de cancelamento ou de inadimplência.

As referidas consultas públicas já traziam análises e considerações sobre a necessidade de livre acesso à rede, a separação das atividades fio (distribuição) e energia (comercialização), a modernização tarifária, com tarifas multipartes (binômias e multipartes, ao invés de volumétricas), e o respectivo grau de separação vertical para a efetividade do processo de abertura de mercado, com estímulos à concorrência e competição entre comercializadores varejistas e pleno acesso às estruturas da rede.

Ademais, as contribuições sinalizavam para a previsão contratual da concessionária de distribuição poder desempenhar o papel de comercializador regulado, sendo natural o exercício dessa atividade e vista como uma solução de menor complexidade e menores custos de transação. Pontuavam, também, a visão em que a separação das atividades de distribuição e comercialização seja efetivada previamente à abertura do mercado, de forma a corrigir distorções existentes no modelo atual. O racional ampara-se na ideia de que o operador da rede de distribuição deve atuar como um facilitador neutro da contratação da energia, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado.

O tema sobre concorrência e concentração foi igualmente revisitado no biênio 2024/2025 em diversas iniciativas de aprimoramentos regulatórios, expostos a seguir:

- i - Tomada de Subsídios nº 014/2024 da ANEEL, sobre aprimoramentos do arcabouço regulatório, monitoramento e fiscalização dos temas que envolvem aspectos concorrenciais no âmbito da comercialização no mercado varejista de energia elétrica;
- ii - Consulta Pública nº 027/2024 da ANEEL, sobre o Decreto nº 12.068/2024, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica, também com foco em aspectos concorrenciais para uma efetiva abertura de mercado;
- iii - Consulta Pública nº 007/2025 da ANEEL, sobre aprimoramentos regulatórios diversos dos serviços de distribuição, como *Open Energy*, portabilidade iniciando no comercializador, tempo para migração, entre outros, em consequência da abertura do mercado extensiva a todos consumidores do Grupo A; e
- iv - A MP 1.300/2025, que retoma a proposta de abertura de mercado para o consumidor de baixa tensão (cativo), trazendo, dentre outros, aprimoramentos diversos através da melhor qualificação dos consumidores vulneráveis, no âmbito da nova Tarifa Social de Energia Elétrica, e da maior racionalização de encargos e subsídios, com uma redistribuição mais eficiente entre todos os tipos de consumidores, de forma mais justa, transparente e não discriminatória.

Cabe notar que o próprio Decreto nº 12.068/2024, que regulamentou a prorrogação/renovação das concessões de distribuição de energia, estabeleceu, igualmente, pilares e comandos na direção de fomentar práticas concorrenciais e garantir um processo isonômico, sem barreias de entrada e não discriminatório à migração do varejo. No Decreto, foram previstos aprimoramentos regulatórios com cláusulas que assegurem:

“(...) XI - autorização para a concessionária exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos usuários, por sua conta e risco, que devem favorecer a modicidade tarifária, nos termos e nas condições previstas na legislação e na regulação da Aneel, observado que:

a) o exercício das atividades e dos serviços estará sujeito à autorização da Aneel, que poderá determinar, por meio de regulação, os requisitos a serem cumpridos pelas concessionárias, incluída a opção de restringir a atuação dessas atividades pelas distribuidoras, observados os critérios concorrenciais da nova atividade e os padrões de qualidade do serviço de distribuição e do atendimento comercial, sem prejuízo da competência de outras autoridades;

XIV - aprimoramento das condições econômicas, de modo que:

b) se permita flexibilidade contratual para que serviços que possam ser ofertados de modo concorrencial sejam facultados a outros agentes, desde que observada a economicidade na prestação do serviço, assegurada a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;

c) se permita a separação dos serviços a serem prestados inicialmente pela concessionária, que sejam futuramente passíveis de serem prestados em ambiente competitivo por outros agentes setoriais, com vistas a beneficiar o usuário com a ampliação da concorrência no setor elétrico, que deve ser adequadamente refletida na contabilidade para fins regulatórios;

XVII - possibilidade de a ANEEL, observada a Lei nº 13.709, de 14 de agosto de 2018, em articulação com a Autoridade Nacional de Proteção de Dados - ANPD, dispor sobre o tratamento dos dados pessoais custodiados pela concessionária, com possibilidades de compartilhamento de forma não discriminatória, com amplo e isonômico acesso aos interessados e em benefício da concorrência, respeitados os direitos de proteção dos dados pessoais; (...)"

Recentemente, no âmbito da Consulta Pública nº 007/2025, a ANEEL consolidou diversos temas centrais, de modo a evitar práticas anticoncorrenciais e facilitar o processo de migração de todo o grupo de alta tensão, pavimentando, dessa forma, as diretrizes futuras para a liberalização dos consumidores cativos de baixa tensão. Considerações são feitas em relação aos seguintes temas:

- i) Simplificação do procedimento de migração;
- ii) Tratamento do atraso na migração;
- iii) Tratamento de migração de unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída;

- iv) Melhoria do procedimento de retorno ao ACR;
- v) Avaliação do modelo de emissão de fatura/faturamento para unidades consumidoras livres ou especiais e padronização;
- vi) Aplicação de descontos com a migração ao ACL;
- vii) Alteração de titularidade de unidade consumidora livre ou especial;
- viii) Compartilhamento de dados/*Open Energy*;
- ix) Vedação de condutas anticoncorrenciais;
- x) Serviço de atendimento para unidades consumidoras livres ou especiais (SAC);
- xi) Campanhas de comunicação; e
- xii) Aprimoramentos para maior clareza normativa.

No decorrer da Nota Técnica que acompanha a Consulta Pública nº 007/2025, especial destaque é feito à Tomada de Subsídios nº 010/2021, que analisou medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Dessa forma, o regulador identifica que o processo de abertura integral para o Grupo A poderia ser realizado, considerando a maior parte das regras então vigentes para os demais consumidores livres, sem prejuízo da evolução das discussões acerca dos aprimoramentos regulatórios em direção à abertura da baixa tensão. Nesse sentido, observa-se o racional de pavimentar e aprimorar regras para a liberalização total do varejo, considerando os temas abaixo:

- i) Implementação de campanhas de esclarecimento e conscientização dos consumidores a respeito do processo de migração e atuação no ACL;
- ii) Indicação para que os fornecedores varejistas tenham um produto padrão divulgado na internet, de modo a permitir a simulação e comparação de produtos razoavelmente padronizados, em ambientes de confiança, que garantam uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos;

- iii) Regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre;
- iv) Determinação para que os comercializadores de consumidores residenciais estabeleçam canais de atendimento acessíveis e atuem como disseminadores de informação, contribuindo para a capacitação dos consumidores à nova realidade;
- v) Condições e requisitos (critérios, prazos, necessidade de estar adimplente e comunicação da decisão de saída para a distribuidora, por exemplo) para a migração dos consumidores regulados ao ACL;
- vi) Prazos para atendimento e ligações de novos consumidores por parte dos comercializadores;
- vii) Forma de apresentação das faturas de energia elétrica aos consumidores com carga inferior a 500 kW atendidos no ACL;
- viii) Procedimento para a migração de consumidores com a atual medição eletromecânica, com a definição da curva de carga e do procedimento para tratar o descasamento entre os dados de medição e o processamento da contabilização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- ix) Comercialização varejista;
- x) Desligamento de integrantes da CCEE;
- xi) Suspensão do fornecimento de unidades consumidoras modeladas na CCEE;
- xii) Encerramento da representação de consumidores por gerador varejista ou comercializador varejista;
- xiii) Procedimento de corte de consumidores inadimplentes; e
- xiv) Suprimento, pela distribuidora, de consumidores desligados de seu supridor no ACL por motivo de desligamento deste da CCEE.

Destaque similar é feito à Tomada de Subsídios nº 014/2024, sobre as medidas de aprimoramentos regulatórios, incluindo monitoramento e fiscalização, de temas que envolvem aspectos concorrenciais no âmbito da comercialização no mercado varejista de energia elétrica, como as listadas abaixo:

- i) Vedações ou restrições à comercialização de energia elétrica pelos comercializadores varejistas do mesmo grupo econômico na área de atuação da concessionária ou permissionária de distribuição;
- ii) Vedações ou restrições à comercialização de energia elétrica quanto às campanhas de marketing no tocante ao uso da marca e infraestrutura de grupos verticalmente integrados;
- iii) Publicação, pela distribuidora, de base de dados de consumidores no ACL, com aval destes, na respectiva área de concessão, que tenham denunciado o contrato regulado;
- iv) Criação de website de comparação de preços de energia elétrica no varejo;
- v) Padronização/simplificação da fatura de energia para permitir a comparação dos fornecedores;
- vi) Padronização de produtos;
- vii) Vedações a restrições, limites ou condições para penalidades contratuais por término;
- viii) Vedações a restrições, limites ou condições de renovação automática de contratos;
- ix) Vedações a restrições, limites ou condições das taxas de mudança de fornecedor; e
- x) Vedações ao estabelecimento de período de carência para mudança de fornecedor sem penalidade.

As questões colocadas acima foram, de certa forma, incorporadas na elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2025/2026, referente à Tomada de Subsídio nº 012/2024, na qual a abertura de mercado de energia elétrica aparece em destaque:

*“(...) i. a **abertura do mercado**, a qual implica na possibilidade do consumidor cativo, hoje suprido exclusivamente pela distribuidora de energia elétrica local, ter a prerrogativa de escolher seu supridor de energia;”*

Portanto, se nota, do ponto de vista regulatório, uma evolução no debate em direção a coibir práticas anticoncorrenciais e de concentração de mercado, visando o alcance de uma efetiva liberalização. Por sua vez, a completa liberalização do mercado varejista de energia irá demandar um processo contínuo de monitoramento para assegurar que, efetivamente, seja alcançado um ambiente competitivo, onde não ocorram práticas de abuso de poder das empresas contra os consumidores, pelas razões expostas a seguir.

O alcance da liberalização total do mercado de energia elétrica tem vários obstáculos, sendo um dos mais importantes a própria inércia do consumidor varejista que, muitas vezes, não está empoderado o suficiente para se beneficiar da liberdade de escolha em um contexto de aversão ao risco a um mundo desconhecido, em geral. A própria compreensão do preço da energia elétrica, através de seus componentes tarifários de geração, transmissão e distribuição, demanda um esforço de entendimento do consumidor, que muitas vezes não está preparado.

Diferentemente dos grandes consumidores, a migração dos pequenos para o ACL, incluindo aqueles com migração autorizada desde janeiro de 2024, adiciona novos elementos de avaliação quanto aos aspectos concorrenciais. Tais consumidores se diferenciam em relação aos demais, já atuantes no mercado livre, tanto em relação ao menor patamar de consumo de energia, quanto pela necessidade de representação perante a CCEE. Outro aspecto importante se refere à avaliação de riscos inerentes às escolhas desses pequenos consumidores em relação aos demais.

Diferentemente dos grandes, eles não possuem experiência para atuar no ACL, nem estruturas para análise e monitoramento de eventuais riscos, com vistas a fundamentar as suas decisões.

Por sua vez, o potencial aumento da eficiência com a abertura do mercado, bem como os benefícios esperados de redução de tarifas e outras vantagens para os pequenos consumidores, depende fundamentalmente de um ambiente com elevado grau de concorrência. Um grande desafio, portanto, é alcançar o equilíbrio entre concorrência e proteção do consumidor, tendo em vista o potencial comportamento anticompetitivo de agentes pelas condições intrínsecas ao setor elétrico, como tamanho mínimo de escala, complexidades técnicas, dentre outras questões. Caberá à ANEEL, em cooperação com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), estabelecer e monitorar as condições específicas para que ocorra competição efetiva no mercado livre, evitando, assim, eventuais abusos de poder de mercado.

Observa-se que normas e procedimentos de fiscalização e monitoramento pelo regulador, que, seguindo as melhores práticas internacionais, levaram a experiências exitosas nos processos de liberalização do mercado de eletricidade de diferentes países, também terão um papel crucial no Brasil. Ademais, as recomendações das melhores práticas internacionais ressaltam o elemento central da promoção da concorrência e a facilitação do acesso aos diferentes comercializadores como aspectos essenciais, a fim de permitir aos consumidores o pleno benefício decorrente da liberalização de mercado.

Como a liberalização é um processo que ocorre ao longo do tempo, em diferentes contextos políticos-institucionais, seu monitoramento através de indicadores é necessário, considerando que os processos são bem mais complexos do que a teoria prediz¹⁰. Por exemplo, a Agência para a Cooperação dos Reguladores de

¹⁰ Na teoria, a liberalização do mercado pode minimizar custos, promover a inovação e permitir que os usuários finais se beneficiem de preços mais baixos. Entretanto, é fato conhecido que os mercados não necessariamente produzem resultados competitivos, pois as empresas podem deter poder de mercado e usá-lo para influenciar preços.

Energia (ACER) da União Europeia monitora diversos indicadores para avaliar, de forma contínua, a concorrência nos mercados europeus. Esses indicadores refletem os principais desafios dos mercados em processo de liberalização e são obtidos por meio de relatórios de monitoramento nos diferentes países. Esses relatórios englobam diversas questões sobre a natureza dos problemas que dificultam um maior ativismo do consumidor varejista e sobre os aprimoramentos regulatórios capazes de diminuir barreiras à entrada e à concorrência no setor. Dentre os indicadores, se destacam a entrada e saída de fornecedores, os índices de concentração de mercado, as taxas de troca (*switching rates*), os *mark-ups*, entre outros.

Destaca-se que, a fim de promover a concorrência e perseguir a modicidade tarifária, as entidades reguladoras deverão facilitar o acesso de novos comercializadores de eletricidade proveniente de diferentes fontes e de novos produtores e prestadores de armazenamento, além de incentivar a resposta da demanda. Assim, deve-se assegurar que não existam obstáculos indevidos no âmbito do mercado interno da eletricidade à entrada, atividade e saída do mercado. Além disso, os preços de mercado deverão incentivar o desenvolvimento da rede e o investimento na expansão da capacidade de geração, sendo a avaliação da viabilidade econômica e financeira das respectivas atividades o sinal adequado para permitir a concorrência.

Nesse sentido, para uma efetiva abertura, a separação das atividades fio (distribuição) e energia (comercialização) no segmento varejo deve ocorrer, com a respectiva modernização tarifária, com tarifas multipartes (binômias e multipartes, ao invés de volumétricas). Dentre os benefícios da separação das atividades de fio e energia recomendadas pelas melhores práticas, se destacam i) a transparência de custos; ii) o equilíbrio econômico-financeiro das atividades de fio e energia, com a racionalização dos respectivos fluxos financeiros; iii) a adequada remuneração dos novos serviços; iv) a racionalização e mitigação dos subsídios cruzados entre o ACL e o ACR; e v) um melhor posicionamento das distribuidoras para enfrentar novos desafios de mercado e aproveitar as oportunidades tecnológicas.

Ademais, a separação das atividades fio e energia converge com as melhores práticas internacionais e diretrizes do PMR. A racionalidade ampara-se no livre acesso às estruturas de rede, no caso da distribuição, o *Third Party Access* (TPA), requisito fundamental para estimular a concorrência e a competição no processo de abertura de mercado. Tais diretrizes, destaca-se, estão em consonância com as praticadas nos países desenvolvidos.

1.3 Concorrência: Estrutura de Mercado e Medidas de Monitoramento na Experiência Internacional

Os índices de concentração fornecem um indicador sintético da concorrência existente em um mercado. Os indicadores mais utilizados apontam que, quanto maior o valor do índice de concentração, menor é o grau de concorrência entre as empresas, sendo, portanto, maior o poder de mercado potencial de determinadas companhias na indústria. Essa análise é feita no contexto de um modelo Estrutura-Condução-Desempenho (ECD), bastante utilizado na Economia Industrial, com um excelente sumário elaborado por Scherer e Ross (1990).

O padrão concorrencial em um determinado mercado é o resultado da ação das empresas (condução), ao escolherem os níveis de preço ou as quantidades ofertadas (variáveis estratégicas), dadas as características específicas dos produtos fabricados (substituição ou diferenciação existente entre eles, níveis de qualidade etc.), as preferências dos consumidores e as condições de acesso (existência ou não de barreiras de mercado à entrada de novas empresas).

No caso, considerando as características do setor elétrico, a diferenciação dos produtos se daria a nível dos contratos, uma vez que a energia elétrica é um produto homogêneo.

O poder de mercado de uma empresa em um setor se reflete na sua participação no mercado (*market share*), que é expressa pela razão entre a sua oferta (ou suas vendas) e a oferta total da indústria (ou vendas totais).

Ainda que não seja usual, poderiam também ser utilizadas outras medidas de tamanho, tais como o patrimônio líquido, a capacidade produtiva instalada ou o número de empregados, muito embora as parcelas obtidas nesses casos não refletem necessariamente o poder de mercado exercido pela empresa sobre o seu produto.

A distribuição das participações de mercado das companhias coloca em evidência uma estrutura do mercado. Cabe ressaltar que o índice de concentração deverá considerar não apenas o nível das diferentes participações no mercado, como também a sua distribuição, podendo ser mais ou menos desigual. Uma maior concentração industrial implica em maior desigualdade na repartição do mercado entre as empresas, o que não significa que o inverso seja verdadeiro, isto é, que maior desigualdade implica em maior concentração.

Por exemplo, um setor composto por duas empresas que dividem o mercado em partes iguais possui graus de desigualdade e de concentração mínimos. Entretanto, a entrada de uma terceira companhias para atender 1% do mercado em detrimento das empresas estabelecidas (que preservam 49,5% cada) aumentará consideravelmente o grau de desigualdade, mas não o grau de concentração, já que o poder de mercado das companhias instaladas não será significativamente afetado com a presença da empresa entrante.

As medidas de concentração podem ser classificadas como parciais ou sumárias. Medidas de concentração parciais não utilizam os dados da totalidade das empresas em operação no setor considerado, mas apenas de uma parte delas. As chamadas razões de concentração (*concentration ratios*) constituem o principal exemplo dessa categoria, tais como, os amplamente conhecidos na literatura, o CR3 ou o CR4. As medidas sumárias, por outro lado, requerem dados sobre todas as empresas em operação.

Exemplos influentes são os índices de concentração de Índice Herfindahl-Hirschman (HHI).

a) **Índice Herfindahl-Hirschman**

A facilidade com que um novo entrante (por exemplo, um agregador independente ou um novo participante do mercado com experiência em outros mercados) pode ingressar no mercado de eletricidade depende do grau de competição no mercado de varejo. Com uma baixa pressão competitiva, os incumbentes podem se perpetuar, mantendo uma posição dominante e limitando a capacidade dos novos entrantes de competir em igualdade de condições e oferecer produtos inovadores e flexíveis, permitindo que os usuários finais se beneficiem de potenciais economias de custos.

O Índice Herfindahl-Hirschman é um indicador comumente empregado para medir o grau de concentração de mercado¹¹. Esse indicador é dado pela Eq. (1):

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad (\text{Eq.1})$$

Onde:

- n é o número de empresas participantes do mercado em questão;
- S_i é a quota de mercado da empresa i no mercado; e
- i é a empresa i em um dado mercado de n empresas.

Como exemplo, suponha uma situação em que existem três empresas que possuem 60%, 25% e 15%, respectivamente, das fatias do mercado. O cálculo pelo HHI é feito da seguinte maneira:

$$HHI = (60)^2 + (25)^2 + (15)^2 = 4.450$$

Nesse caso, o mercado seria considerado altamente concentrado, conforme demonstrado na Tabela 1, abaixo:

¹¹ O HHI é calculado elevando ao quadrado a participação de mercado de cada empresa competindo em um mercado e, em seguida, somando os números resultantes. Ele pode variar de próximo de zero a 10.000, com valores mais baixos indicando um mercado menos concentrado.

Tabela 1: Análise de Concentração de Mercado HHI

| Resultado do Índice HHI | Classificação do Mercado |
|-------------------------|---------------------------|
| Menor do que 1.000 | Não concentrado |
| Entre 1.000 e 1.800 | Moderadamente concentrado |
| Maior do que 2.000 | Altamente concentrado |

Fonte: Scherer e Ross (1990)

Em geral, um alto número de empresas e baixa concentração de mercado são indicadores de uma estrutura de mercado competitiva. Com baixa concentração de mercado (ou seja, uma pontuação HHI mais baixa), a capacidade de qualquer participante de explorar o poder de mercado em detrimento dos consumidores de energia é reduzida e estes podem se beneficiar da concorrência e dos serviços inovadores oferecidos por alguns novos participantes, como resposta explícita à demanda. Assim, um HHI mais alto indica uma alta barreira de entrada.

b) Relação de Concentração

Como o HHI apenas aponta o domínio estrutural do mercado, esse indicador deve ser complementado com outras métricas para avaliar o nível de concentração de mercado. A Relação de Concentração 3 (CR3)¹² é uma medida estrutural tradicional, com base em quotas de mercado das três maiores empresas.

¹² Uma relação de concentração é a soma das porcentagens de participação de mercado de n (um número pré-especificado) maiores empresas em um setor. Uma taxa de concentração de n empresas é uma medida comum da estrutura de mercado e mostra a participação de mercado combinada das n maiores empresas.

A relação de concentração é utilizada para determinar a participação de um número de empresas no mercado. Todavia, alguns pontos negativos podem ser ressaltados a respeito desse índice:

- i) Como são consideradas somente as três maiores companhias daquele mercado, estas podem variar durante o período analisado, impossibilitando o CR3 de demonstrar o nível de concentração relativo entre as empresas; e
- ii) É desconsiderado o tamanho de cada companhia envolvida no cálculo (que podem ter grandes diferenças), o que acarreta problemas à análise.

Na Eq. (2), identifica-se a soma do *market share* das três maiores empresas de um determinado mercado.

$$CR3 = \sum_{i=1}^{i=3} S_i \quad (\text{Eq.2})$$

Onde:

- i é o número de empresas participantes do mercado em questão; e
- S_i é a quota de mercado da empresa i no mercado.

Como exemplo: Se as três maiores companhias dominam 50%, 20%, 10% do mercado, respectivamente, o índice CR3 será de 80%.

$$CR3 = 50 + 20 + 10 = 80$$

A interpretação do resultado é simples: quanto maior o índice, maior o nível de concentração. A classificação do nível de mercado é apresentada na Tabela 2, a seguir:

Tabela 2: Análise de Concentração CR3

| Níveis de Mercado | Razão de Concentração |
|--------------------------|-----------------------|
| Altamente concentrado | Maior do que 75% |
| Alta concentração | Entre 65% e 75% |
| Concentração moderada | Entre 50% e 65% |
| Baixa concentração | Entre 35% e 50% |
| Ausência de concentração | Menor do que 35% |

Fonte: Tabela adaptada como base em CADE (2016), Pindyck e Rubinfeld (2013), e UNCTAD (2020)

Destaca-se que mercados com um CR3 entre 70 e 100% são considerados altamente concentrados, variando de oligopólios a monopólios.

1.3.1. Métricas de Concentração do Mercado Varejista: Evolução das Experiências Internacionais

Nas melhores práticas internacionais para uma efetiva abertura total do mercado de energia elétrica, a concorrência é palavra-chave. As experiências internacionais, após 30 anos do processo de liberalização, potencializaram um bom grau de concorrência no mercado atacadista (HHI mais baixos) e demonstram resultados ainda evoluindo gradativamente em direção à concorrência no mercado varejista (HHI mais elevados).

Uma maior concorrência no setor varejista possibilita que os consumidores escolham o fornecedor de energia que lhes ofereça uma combinação preço/qualidade de serviço que melhor atenda às suas necessidades, além de potencializar menores tarifas.

Ademais, a maior variedade de produtos no varejo, gerenciamento de risco, gerenciamento de demanda e novas oportunidades para diferenciação da qualidade do serviço surgem de modo a melhor atender às necessidades individuais e preferência dos consumidores.

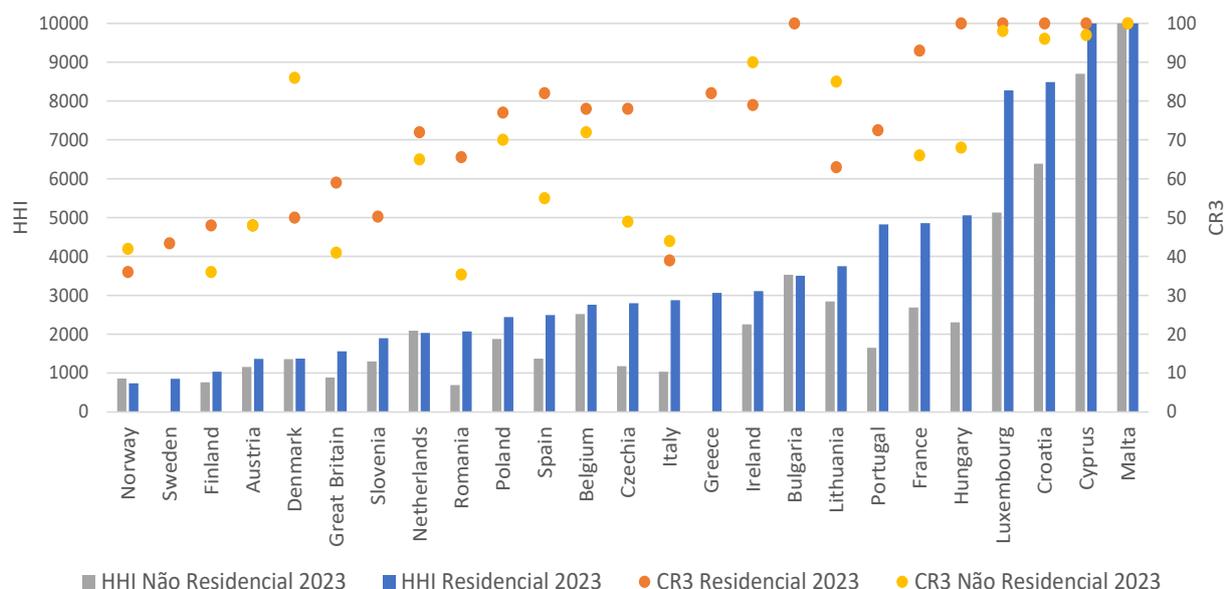
Dessa forma, o pressuposto basilar das reformas é que os novos mercados competitivos resultam em menores preços/tarifas e melhores serviços, com um grau de inovação maior no fornecimento de eletricidade, atraindo fluxos maiores de investimentos. Assim, a análise da dinâmica da evolução temporal dos indicadores de concorrência no mercado é de fundamental importância.

A Figura 3, abaixo, ilustra as métricas de concentração (CR3 e HHI) do mercado para consumidores residenciais e não residenciais em alguns países da OCDE, segundo relatório da ACER (2024).

Constata-se, após 30 anos do processo de liberalização, um maior grau de concorrência no mercado atacadista (menores HHI e CR3), com impactos na diminuição do custo de energia, e resultados ainda evoluindo, gradativamente, em direção a uma maior concorrência e engajamento do consumidor no mercado residencial (maiores HHI e CR3)¹³.

¹³ Os indicadores de concentração HHI e CR3 correspondem a um indicador sintético da concorrência existente em um determinado mercado, mensurando o tamanho das empresas em relação ao tamanho da indústria em que estão e a participação (*market share*) das três maiores empresas do mercado. Regra geral, valores abaixo de 1.500 e 50% indicam uma boa concorrência.

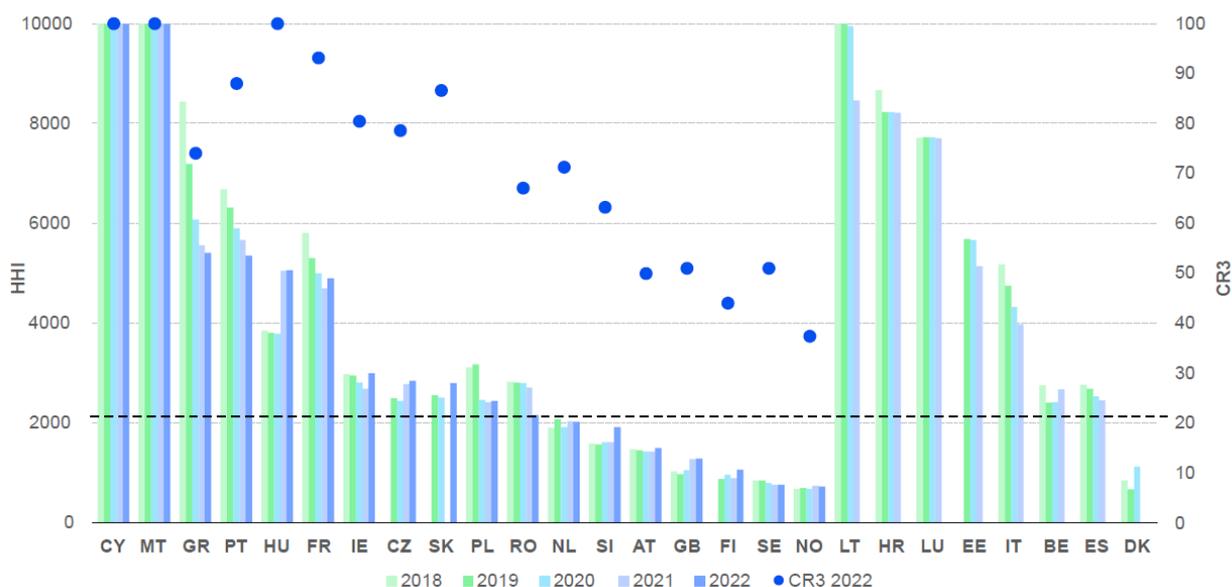
Figura 3: Índice de Concentração (HHI e CR3) em Países da OCDE



Fonte: ACER (2024)

Igualmente importante é analisar a dinâmica da evolução temporal desses indicadores, que revelam os esforços regulatórios em direção ao incentivo de uma maior concorrência. Conforme a Figura 4 indica, na maioria dos países ocorreu melhoras nos indicadores de HHI (decrecentes) desde 2018, com pequenas variações entre os países.

Figura 4 - Evolução Temporal do Índice HHI para o Mercado Consumidor Residencial da UE (2018-2022)



Fonte: ACER (2023)

Além dos indicadores apresentados acima, cabe menção a outros cuja análise também é útil na avaliação da concentração de mercado, como i) um baixo número de fornecedores/comercializadores; ii) uma baixa taxa de trocas (*switching*) e migração dos consumidores; iii) uma baixa taxa de atividade dinâmica, a exemplo dos números de entradas e saídas de comercializadores no mercado; e iv) uma baixa correlação entre os preços de energia no varejo e no atacado, uma vez que, em mercados caracterizados por uma concorrência mais robusta, é esperada uma alta correlação nesses preços.

Regra geral, esses indicadores são correlacionados entre si, ou seja, países que apresentam boa concorrência medida pelos indicadores HHI e CR3, por exemplo, também se encontram bem posicionado nos demais.

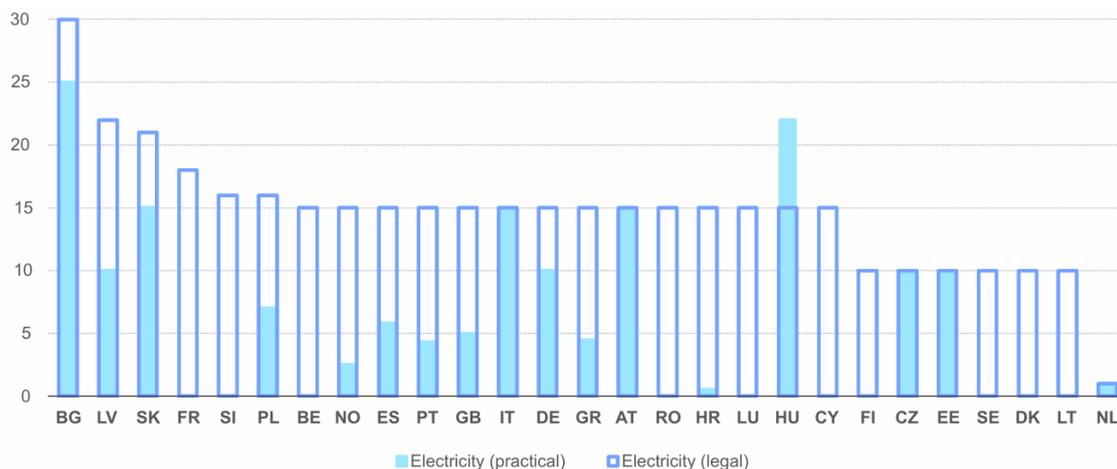
Segundo o relatório da ACER(2023b) observa-se uma correlação positiva entre os países que apresentam melhores índices de HHI, maior número de fornecedores para o varejo e maiores taxas de trocas para países do norte europeu em detrimento daqueles do leste europeu, como Croácia, Estônia, Grécia e Bulgária.

Cabe menção à taxa de trocas (*switching*), igualmente vista como um dos principais indicadores do bom funcionamento dos mercados de energia elétrica no varejo. Uma alta taxa de troca equivale a um mercado dinâmico e com boa concorrência, no qual o consumidor exerce o seu poder de escolha e troca de fornecedor de forma dinâmica. Baixas taxas de trocas representam um fraco incentivo. Tal fato pode representar uma barreira para os fornecedores oferecerem serviços de resposta à demanda e um empecilho à entrada de novos modelos de negócio no mercado de eletricidade.

Outro relevante indicador, propulsor da concorrência, refere-se a tempos de trocas mais curtos para migração, considerando que a ACER (2023b) recomenda que as taxas de trocas devem ser monitoradas constantemente para verificar o funcionamento adequado do mercado.

O art. 12 da Diretiva de Eletricidade da UE, por exemplo, estipula que o período máximo para troca de fornecedores não pode exceder a três semanas, a partir da data de solicitação da troca, como ilustra a Figura 5. Até 2026, o processo técnico de troca não deve levar mais de 24 horas em dias úteis.

Figura 5: Tempo Médio de Trocas (dias úteis)



Fonte: ACER (2023)

Cabe ressaltar, ainda, que altas taxas de troca devem ser analisadas de forma cuidadosa, uma vez que são, geralmente, mas não necessariamente, um indicador de bom funcionamento dos mercados. Elas também podem indicar insatisfação do consumidor com os fornecedores e nem sempre são um sinal de disposição para participar do mercado. Além disso, altas taxas de troca podem indicar a troca involuntária de consumidores residenciais e não residenciais devido à falência de seus fornecedores.

A despeito de esforços da regulação em diversos países e regiões, um grande número de consumidores, principalmente residenciais, permanece contratando energia de empresas incumbentes. Neste sentido, a experiência internacional revela dificuldades de avanço no exercício da contratação direta e baixo volume de trocas, revelando ainda vantagens para a empresa incumbente. Combinados, esses elementos limitam a eficácia da abertura e recomendam um bom desenho de mercado, que confira um tratamento adequado para consumidores que permaneçam atendidos no ambiente regulado.

Pepermans (2018) ressalta a baixa taxa de trocas de comercializadores e resultados aquém do esperado em termos de redução de preços e competitividade.

1.4 Panorama de Concentração no Setor Elétrico Brasileiro

A Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio das Notas Técnicas n^os 010/2022-SRM/ANEEL e 152/2024-SFF/ANEEL, elencou itens de aprimoramentos regulatórios para permitir uma abertura efetiva do mercado de energia elétrica no Brasil. Alguns desses itens se relacionam direta ou indiretamente com a promoção da efetiva competição no novo mercado varejista, como os listados a seguir:

- i) Regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre;
- ii) Implementação de campanhas de esclarecimento e conscientização dos consumidores a respeito do processo de migração e atuação no ACL;
- iii) Indicação para que os fornecedores varejistas tenham um produto padrão divulgado na internet, de modo a permitir a simulação e comparação de produtos razoavelmente padronizados, em ambientes de confiança, que garantam uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos; e
- iv) Determinação para que os comercializadores de consumidores residenciais estabeleçam canais de atendimento acessíveis e atuem como disseminadores de informação, contribuindo para a capacitação dos consumidores à nova realidade.

Para subsidiar a análise do grau de concentração e concorrência do SEB, foram calculados os indicadores HHI e CR3 para os segmentos de geração, distribuição e comercialização varejista e atacadista de energia¹⁴.

A estimativa foi realizada com base em unidades físicas para mensuração das quotas de mercado nos três segmentos. O objetivo, com essa escolha metodológica, é retratar nos indicadores as características físicas e de operação do SEB e evitar possíveis distorções que serão exemplificadas a seguir.

Para o segmento de geração, foram utilizadas as informações do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), cuja data de referência dos dados é 1º de setembro de 2024, e que podem ser acessadas neste [link](#). A seleção dos dados teve como critério apenas os empreendimentos em operação (excluindo os projetos em construção e construção não iniciada) e suas respectivas potências outorgadas (em kW), conforme consta no Anexo A.

Para o cálculo dos indicadores HHI e CR3¹⁵, assim como para a consolidação da participação dos *players* no mercado, foram considerados os projetos com efetivo poder de controle societário dos grupos econômicos, incluindo Sociedades de Propósito Específico (SPEs). Projetos com participação minoritária, todavia, foram excluídos. Importa ressaltar que, para essa apuração, as SPEs foram tratadas como organismos autônomos, isto é, compõem agentes à parte, sob rubrica de seu próprio nome, não obstante a representação de grupos econômicos que integram a sua composição acionária na mesma amostra (exemplo: a

¹⁴ As concessões do sistema de transmissão no Brasil são viabilizadas a partir de leilões públicos, o que traz competição entre as empresas interessadas em operar novos trechos de linhas de transmissão. Diferente da distribuição, por exemplo, segmento no qual as concessionárias atuam de forma exclusiva em uma área geográfica, várias transmissoras podem operar em diferentes partes do sistema, criando um ambiente mais competitivo. Ademais, o segmento de transmissão é fortemente regulado pela ANEEL. As tarifas e os investimentos são controlados pela Agência e o arcabouço regulatório garante que a expansão da rede ocorra de maneira planejada, com novas linhas sendo licitadas com base nas necessidades do sistema.

¹⁵ Foi arbitrado o cálculo da taxa de concentração das três maiores empresas que atuam no mercado por se tratar de uma das métricas mais amplamente utilizadas com esse indicador para análise econômica. A outra é o CR4. A decisão favorável à manutenção do CR3, todavia, considera a melhor compatibilidade com os indicadores apurados para os mercados europeus, sobretudo pela ACER.

Eletrobras e a Norte Energia S.A. são tratadas separadamente, apesar da participação societária da primeira na segunda). Essa escolha metodológica visa representar grandes empreendimentos de geração, como a Usinas Hidrelétricas Belo Monte e Jirau, que têm significativas fatias de mercado denominadas em potência instalada.

Para o segmento de distribuição, foram utilizadas as informações do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica da ANEEL (SAMP), tendo 2023 como ano de referência, que podem ser acessadas neste [link](#). A métrica utilizada na análise foi o consumo de energia elétrica (em MWh) relativo a cada distribuidora constituinte dos grupos econômicos analisados, cujos dados são apresentados no Anexo B. Optou-se por essa estratégia metodológica, alternativamente à escolha do número de unidades consumidoras ou de concessionárias, a fim de evitar distorções causadas pela heterogeneidade geográfica e socioeconômica das áreas de concessão.

Pode-se demonstrar essa hipótese de distorção a partir de dois exemplos de aferimento do HHI:

- i) Se a estimativa do HHI fosse realizada considerando o número de unidades consumidoras atendidas pelos grupos econômicos, a Cemig, com 9,2 milhões de unidades consumidoras, teria uma participação maior no mercado do que a Energisa, com 8,9 milhões de unidades consumidoras, mesmo esta última apresentando um consumo de energia aproximadamente 20% maior do que a primeira; e
- ii) Se a estimativa do HHI fosse realizada considerando o número de concessões no segmento de distribuição, a Energisa teria a maior participação dentre os grupos (11 concessões), mesmo apresentando um consumo de energia aproximadamente 36% menor do que a Enel (concessionária com o maior *market share* e que possui apenas três concessões).

Já para o segmento de comercialização varejista, foram utilizadas as informações do Painel Mercado Varejista da CCEE, que podem ser acessadas neste [link](#). Os dados são mensais e o período de referência para demonstração neste trabalho é fevereiro de 2025¹⁶. A métrica utilizada para o cálculo dos indicadores de concentração HHI e CR3 foi o consumo de energia (em MWh) dos agentes representados por cada comercializador varejista, cujos dados são apresentados no Anexo C.

Outra métrica que poderia ser utilizada para a determinação do *market share* e eventual cálculo dos indicadores seria o número de unidades consumidoras representadas por cada comercializador.

Entretanto, foi observado que a homogeneização ante a abstração do volume de energia consumida por cada agente no segundo critério poderia engendrar algum grau de imprecisão. Destarte, o critério baseado no consumo, que também apresenta uma maior proporcionalidade ao faturamento dos comercializadores, foi privilegiado. De maneira geral, os resultados obtidos mostram uma boa concorrência nos três segmentos, como pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3: Comparação dos Resultados dos indicadores HHI e CR3 para o SEB¹⁷

| Segmento | HHI | CR3 |
|----------------------------|------|--------|
| Geração | 335 | 24,75% |
| Distribuição | 1106 | 44,45% |
| Comercialização Varejista | 339 | 21,46% |
| Comercialização Atacadista | 230 | 17,0% |

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANEEL¹⁸ e CCEE¹⁹ (2025).

¹⁶ O último levantamento disponibilizado em consulta datada de 30 de abril de 2025.

¹⁷ Conferir os dados dos Anexos A, B, C e D.

¹⁸ Para os segmentos de geração e distribuição.

¹⁹ Para os segmentos de comercialização.

2 - Pilar 2: Vetores para o desenvolvimento concorrencial e diretrizes regulatórias

Este pilar consolida as recomendações das melhores práticas regulatórias internacionais que devem ser consideradas do ponto de vista regulatório e de política pública. Nesse contexto, os aprimoramentos regulatórios sobre o tema da abertura de mercado no Brasil são analisados, focando, especialmente, nos incentivos à concorrência no setor de varejo.

Aqui, também são apontados os cuidados no desenho regulatório e nas políticas públicas em coibir práticas anticoncorrenciais, como i) a formatação de incentivos regulatórios para facilitar a migração, com, por exemplo, a redução da inércia do consumidor; ii) o acesso não discriminatório à rede; iii) a identificação e eliminação de barreiras formais à entrada de novos agentes (entrantes); iv) a separação de atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica; v) medidas concorrenciais entre entrantes e incumbentes, incluindo grupos verticalmente integrado; vi) a redução da assimetria de informação e transparência para os consumidores em relação aos produtos e ao funcionamento do mercado de energia elétrica; e vii) a garantia de independência e integridade das agências regulatórias para cumprir o seu papel institucional.

As recomendações das melhores práticas internacionais, baseadas na [Diretiva de Eletricidade da UE](#), reforçam o objetivo de garantir um fornecimento de energia seguro, competitivo, acessível e sustentável. Entre os principais eixos das recomendações estão a promoção da concorrência, o empoderamento dos consumidores e a transparência de preços. O basilar é que os consumidores possam escolher livremente seus fornecedores e participar ativamente do mercado. Além disso, impõe-se a separação entre as atividades de distribuição e comercialização, reforçando a neutralidade dos operadores de rede e evitando práticas anticompetitivas. Sinaliza-se, também, na direção de que os preços de eletricidade devem refletir os sinais de mercado, com interferência regulatória limitada a casos excepcionais, como a proteção a consumidores vulneráveis.

As autoridades reguladoras nacionais, por sua vez, têm um papel central na implementação da abertura de mercado, com monitoramento contínuo para assegurar o seu bom funcionamento, fiscalizar os operadores, promover a inovação tecnológica (como redes inteligentes e contadores avançados), garantir o acesso não discriminatório à rede e aplicar medidas corretivas, quando necessário. Deve-se, ainda, ressaltar o elemento central da promoção à concorrência e a facilitação do acesso aos diferentes comercializadores como aspectos essenciais, a fim de permitir aos consumidores o pleno benefício decorrente da liberalização de mercado.

Entre os temas de aprimoramentos regulatórios objeto das diversas iniciativas da ANEEL, destaca-se o cuidado em coibir práticas anticoncorrenciais na formatação de incentivos regulatórios para facilitar a migração ao ACL e nos âmbitos da fiscalização, do monitoramento e das penalidades.

Na recente Consulta Pública nº 007/2025, o regulador realiza uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) referente ao conceito de compartilhamento de dados, denominado *Open Energy*, e traz outras questões no âmbito de desenhos e condutas, como a separação funcional de atividades e de marcas, além de códigos de conduta para migração, em especial considerando as empresas verticalmente integradas, por supostamente apresentarem um maior poder de mercado.

Finalmente, trata-se da aplicação de descontos no caso de migração ao ACL, com a discussão sobre a manutenção dos subsídios pelos consumidores que optarem pela migração, e de questões sobre a necessidade de racionalização e diminuição dos subsídios e encargos tarifários vigentes, com especial atenção para os subsídios cruzados no SEB.

2.1 Natureza da Separação das Atividades, Marca e Infraestrutura

A separação vertical é uma ferramenta poderosa para resolver problemas de concorrência e concentração em uma indústria integrada, uma vez que impede um monopolista (ou quase monopolista) de alavancar o seu poder de mercado de forma indiscriminada. É um instrumento para as autoridades reguladoras e

da concorrência abordarem os obstáculos persistentes ao desenvolvimento da concorrência em determinado mercado. No setor elétrico, a natureza da separação vertical entre os segmentos de distribuição e comercialização é fundamental para uma efetiva liberalização no varejo e promoção de concorrência.

No que tange ao grau de separação vertical, o paradigma seria a separação total de propriedade dos ativos, seguido pela separação jurídica e operacional e a separação contábil, nesta ordem de preferência e estímulo à plena concorrência (Moselle e Black 2011). Na separação contábil, os lucros e perdas são separados em diferentes balanços por linhas de negócios específicas. Na separação operacional, cada atividade deve ser operada separadamente, com a gestão e a tomada de decisões desagregadas no que diz respeito à operação, podendo partilhar o conselho de administração. Na separação jurídica, as linhas de negócios escolhidas devem ser segregadas em entidades jurídicas dissociadas, com conselhos de administração distintos, assim como gestão e tomada de decisão separadas no que se refere à operação. Finalmente, na separação de propriedade, as linhas de negócios escolhidas são operadas por empresas distintas e possuem propriedades diferentes.

No Brasil, conforme menciona a Nota Técnica que acompanha a Consulta Pública nº 007/2025, já há comando legal para a separação jurídica entre distribuidora e comercializador no ACL, restando, todavia, a separação das atividades fio e energia para o ACR, cujo comando legal, ao menos na sua forma contábil, é previsto no art. 15, parágrafo único, inciso III, do PL 414/2021 (ainda em tramitação):

“Parágrafo único: O Poder Executivo, em até 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo, deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que deverá conter, pelo menos:

(...)

III- separação, ainda que exclusivamente para fins tarifários e contábeis, das atividades de comercialização regulada de energia e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.”

No que diz respeito a esse tema, a referida Nota Técnica acolhe as contribuições recebidas na Tomada de Subsídio nº 014/2024, da ANEEL, e estabelece condutas que poderiam ser consideradas como anticoncorrenciais no processo de migração e de abertura de mercado, tais como i) a utilização de marca e logotipo por distribuidora e comercializador do mesmo grupo econômico que crie confusão na identificação das empresas; ii) o compartilhamento de recursos humanos ou infraestrutura por distribuidora e comercializador do mesmo grupo econômico; iii) as condutas da distribuidora que favoreçam o comercializador do mesmo grupo econômico; e iv) as condutas da distribuidora que atrasem, dificultem ou representem lesão ou ameaça ao direito do consumidor de migração ao ACL.

Nesse sentido, o encaminhamento do regulador segue na direção de vedar a utilização da marca e do logotipo que reproduza, total ou parcialmente, ou que crie confusão com a marca e o logotipo do comercializador do mesmo grupo econômico da distribuidora. É proposto o prazo de até 24 meses para que a separação de marca e logotipo seja realizada, não existindo qualquer restrição para que o grupo econômico decida manter a marca ou o logotipo em qualquer um dos segmentos.

De forma similar, sugere-se que o compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura da distribuidora com o comercializador do mesmo grupo econômico poderia facilitar o compartilhamento de dados de consumidores, o que conferiria vantagem competitiva ao comercializador incumbente perante seus pares no mercado livre. Sobre a questão, o item 286 da referida Nota Técnica recomenda explicitar a vedação do compartilhamento de infraestrutura e de recursos humanos entre distribuidoras e comercializadores pertencentes ao mesmo grupo econômico:

“Considerando o fato de que os compartilhamentos permitidos dependem de anuência prévia da Agência, propõe-se que a explicitação da vedação ao compartilhamento de recursos humanos ou infraestrutura entre a distribuidora e a comercializadora do mesmo grupo econômico entre em vigor de forma imediata, com a publicação da resolução, sem prejuízo da manutenção dos contratos vigentes até o vencimento de seu prazo”.

Finalmente, o regulador identifica um conjunto de condutas que podem favorecer o comercializador do mesmo grupo econômico no processo de migração, que devem ser monitorados e fiscalizados, a exemplo de: i) informações da distribuidora ao comercializador de seu mesmo grupo econômico e favorecimentos para o exercício da opção de migração; ii) procedimentos e prazos que favoreçam a migração realizada para comercializador de seu mesmo grupo econômico; iii) divulgação do comercializador do mesmo grupo econômico; iv) apresentação de oferta de comercializador do mesmo grupo econômico, sem que o consumidor e demais usuários tenham solicitado; e v) atrasos e medidas para dificultar a migração para comercializadores entrantes.

Todas as questões acima, que visam estimular a migração e um ambiente concorrencial no varejo, com a diminuição de barreiras à entrada para novos comercializadores, estão alinhadas às melhores práticas internacionais.

A separação funcional e jurídica, iniciativa fundamental, está presente na Diretiva de Eletricidade da EU, que estabelece em seu art. 35 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, organização e tomada de decisões, das outras atividades não relacionadas com a distribuição.

Ademais, recomenda-se que as atividades das empresas verticalmente integradas devem ser monitoradas pelas entidades reguladoras ou outros organismos competentes, de modo que não possam tirar proveito 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 diz respeito à identidade distinta do comercializador mesmo grupo.

Sobre o tema, a Diretiva de Eletricidade da UE destaca ainda, em seu art. 31, que os operadores das redes de distribuição não podem, em caso algum, discriminar utilizadores ou categorias de utilizadores da rede, em especial a favor das suas

empresas coligadas. Portanto, cada operador de rede de distribuição deve atuar como um facilitador neutro do mercado na contratação da energia elétrica, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado.

No Brasil, conforme citado acima, a separação econômica (*unbundling*) das atividades fio (distribuição/incumbente) e energia (comercialização/entrantes), inicialmente na forma contábil (com futura evolução à separação legal/jurídica), e o estabelecimento de tarifas que assegurem a viabilidade econômico-financeira de cada atividade são recomendações de aprimoramento propostas nas Consultas Públicas nºs 131/2022 (MME, 2022a) e 137/2022, (MME, 2022b) para a abertura total do ambiente regulado.

A separação contábil das atividades está presente na redação do PL 414/2021 (ainda em tramitação), visando incentivar a efetividade do processo de abertura de mercado com estímulos à concorrência e competição entre comercializadores varejistas (entendido como entrantes) e o pleno acesso à rede. Está igualmente referenciada essa forma de separação na minuta do novo contrato de renovação das concessionárias de distribuição (Lei nº 12.068/2024) e na Nota Técnica nº 1.056/2024, que subsidia os aprimoramentos regulatórios para os novos contratos (Consulta Pública nº 027/2024).

Dentre os benefícios da separação das atividades, são apontados i) a transparência de custos; ii) o equilíbrio econômico-financeiro das atividades de distribuição e comercialização, com racionalização dos respectivos fluxos financeiros; iii) a adequada remuneração dos novos serviços; iv) a racionalização e mitigação dos subsídios cruzados entre ambientes livre e regulado; v) o melhor posicionamento das distribuidoras para enfrentar novos desafios de mercado e aproveitar novas oportunidades tecnológicas; e vi) a garantia de neutralidade das distribuidoras na comercialização de energia.

Destaca-se que algumas considerações a respeito dos pontos levantados devem ser realizadas. O próprio PL 414/2021 estipula 42 meses para abertura total do mercado, prazo similar à nova iniciativa de abertura do MME, com um

cronograma em duas etapas: a partir de agosto de 2026, para consumidores industriais e comerciais, e a partir de dezembro de 2027, aos demais consumidores. Pondera-se que tais prazos possam ser mais aderentes a uma visão gradualista de abertura do que o prazo estipulado de separação de marca/imagem de 24 meses.

Outra importante consideração em relação à separação de marca/imagem e infraestrutura consiste na sua relação com o grau de concentração do mercado. Diferentemente do Brasil, que apresenta um bom grau de concentração para a comercialização varejista (HHI de 339 e CR3 de 21,5% para o SIN, segundo dados do Anexo A²⁰, que tomam como base os valores de fevereiro de 2025), se reconhece que, em diversos países desenvolvidos, como os da União Europeia, há um maior nível de concentração no mercado varejista residencial, conforme ilustrado na Figura 3 anteriormente mostrada. Portanto, nesses países, as estratégias de separação de marca/imagem e infraestrutura constituem políticas relevantes para mitigar práticas anticompetitivas das empresas verticalmente integradas.

Em Portugal, assim como na Espanha, na Itália e em outros países, ainda que a liberalização do varejo tenha sido implementada em 2006 e mesmo com indicadores de concentração elevados (HHI superior ao nível crítico de 1.500), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) determinou, apenas em 2017, a separação de imagem e marca entre operadores do mesmo grupo econômico no âmbito do setor elétrico, nomeadamente do Operador da Rede de Distribuição, em linha com as indicações da Comissão Europeia, que preconizam, no mínimo, a separação jurídica/funcional²¹. Deve-se observar que a primeira fase dessa separação de imagem foi finalizada apenas em 2021, com custos orçados em € 2 milhões.

²⁰ Os dados para os comercializadores varejistas foram obtidos a partir do Portal de Dados Abertos da CCEE e do Painel Mercado Varejista (<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado-varejista>).

²¹ Ver em: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/porque-e-que-edp-distribuicao-mudou-para-e-redes>.

Cumprе salientar que alguns comercializadores não ligados a grupos econômicos do setor de eletricidade, com marcas estabelecidas e consagradas no seu ramo de atuação, como, por exemplo, os bancos, não deverão seguir essa exigência de separação de marca e imagem. Portanto, cabe ao regulador encontrar formas que tragam uma certa equidade nesse aspecto para os agentes do setor elétrico.

Do ponto de vista de aprimoramentos regulatórios e práticas que incentivem a concorrência e minimizem barreiras à entrada, acredita-se que ferramentas regulatórias, como o sistema de portabilidade, com a migração se iniciando no agente comercializador entrante escolhido pelo consumidor, aliada a um sistema de compartilhamento de dados transparente (*Open Energy*) e a um sistema robusto de fiscalização e penalidade, de forma a coibir condutas anticoncorrenciais, são instrumentos eficientes, eficazes e com boa relação custo-benefício se comparados às iniciativas de separação de marca e imagem ou infraestrutura, inclusive no tocante a custos, que serão, eventualmente, repassados ao consumidor. Deste modo, são aprimoramentos regulatórios recomendados nesse primeiro momento.

2.2. Compartilhamento de Dados/*Open Energy*

A regulamentação do conceito de *Open Energy* tem a função de permitir que os consumidores tenham um maior controle sobre seus dados e perfil de consumo de energia elétrica, ao mesmo tempo em que facilita a integração de novos fornecedores e serviços no setor. Assim, o *Open Energy* permite que os clientes tenham acesso a informações detalhadas sobre o seu consumo, possibilitando uma melhor compreensão de seus padrões de uso e, conseqüentemente, uma tomada de decisões mais informada para economizar energia e reduzir custos.

Com a abertura do mercado, competidores no ambiente de comercialização (entrantes) podem acessar tais dados de forma consentida, para conhecer o perfil de consumo dos usuários, oferecendo pacotes ou serviços mais adequados a suas necessidades e em melhores condições.

Dessa forma, a capacidade de acesso a informações confiáveis sobre o perfil dos usuários é um instrumento poderoso para a efetividade do processo de abertura, estimulando a competição e a inovação e permitindo que novos fornecedores e/ou *startups* ofereçam soluções mais eficientes, serviços personalizados e tecnologias avançadas relacionadas à energia. Ao promover uma maior concorrência no setor varejista, o compartilhamento de dados busca beneficiar os consumidores com uma maior diversidade de opções de preços e planos de energia elétrica, bem como com serviços mais adequados às suas necessidades específicas. Iniciativas semelhantes ocorreram nos Estados Unidos ([Green Button](#)) e na Austrália ([Consumer Data Right](#)).

A Diretiva de Eletricidade da UE, por exemplo, estabelece que os Estados-Membros devem estabelecer as regras sobre o acesso aos dados do cliente final por partes elegíveis (*Open Energy*) em seus arts. 23 e 24. Essas informações devem incluir dados de medição e consumo, assim como outros necessários para troca de clientes, resposta da demanda e outros serviços, como, por exemplo, autoconsumo ou eletromobilidade. Em 2022, a maioria dos países da UE já havia previsto todos esses requisitos do *Open Energy* em suas regras nacionais.

Sobre o tema de compartilhamento de dados, o AIR elaborado no âmbito da Consulta Pública nº 007/2025 recomenda a alternativa 3 como a mais adequada em uma relação de custo-benefício para o enfrentamento do problema regulatório: “Acesso de um arquivo customizado com dados do consumidor por meio de uma interface padronizada e realização de compartilhamento mediante prévio consentimento por meio de APIs, com a ANEEL e a CCEE estabelecendo o escopo dos dados, as regras e os procedimentos operacionais”. Nesse ponto, ressalta-se o mérito da implementação, que, independentemente do modelo de gerenciamento de dados aplicado, deve garantir o acesso e a troca de dados eficiente e segura, assim como a proteção e segurança dos dados. Além disso, deve fornecer acesso aos dados do cliente final a qualquer parte elegível caso demandado, segundo o estabelecido na LGPD, sem imposição de custos adicionais ao consumidor, de forma a diminuir as barreiras de acesso aos entrantes e o poder de monopólio dos comercializadores do mesmo grupo econômico da distribuidora incumbente.

2.3. Medidas de Comunicação, Conscientização e Ferramentas de Comparação

No que diz respeito às campanhas e comunicações, os clientes finais podem não estar cientes ou não receber informações suficientes para consolidar o seu processo de migração ou sinalizar uma adequada resposta da demanda, mesmo dispondo de medidores inteligentes. Observa-se que a comunicação é um elemento fundamental para aumentar o engajamento dos consumidores em relação à migração e às trocas de fornecedores. As melhores práticas internacionais (ACER 2023a, 2023b, 2024) consideram que a falta de políticas nacionais para informar os consumidores sobre a migração, trocas e resposta da demanda corresponde a uma barreira para novos entrantes, incluindo novos agentes e REDs.

Nesse sentido, recomendam-se medidas nacionais para melhorar a conscientização e o engajamento do consumidor, por meio de campanhas educativas detalhando regras, riscos, oportunidades, responsabilidades e deveres associados à migração, assim como treinamento, aplicativos e ferramentas de comparação de preços, de modo a potencializar e simplificar o processo de migração.

Nota-se que a Consulta Pública nº 007/2025 caminha nessa direção ao propor que tais campanhas sejam atribuídas à CCEE de forma permanente em sua página na internet e, complementarmente, nas redes sociais e demais canais de relacionamento, inclusive por meio de vídeos e outras maneiras de divulgação de caráter educativo. Cabe acrescentar que a Diretiva de Eletricidade da UE, em seu art. 14, propõe o acesso gratuito a, pelo menos, uma ferramenta de comparação de propostas/preços de comercializadores, incluindo propostas de preço fixo e dinâmico, o que é relativamente silente na consulta pública.

Ferramentas de comparação de preços independentes, disponíveis na internet de forma transparente, pública e isenta, são um meio eficaz para permitir que os pequenos consumidores avaliem os méritos das diferentes ofertas disponíveis no mercado, incentivando a concorrência e a migração (inclusive o *switching*).

Tais ferramentas potencializam o equilíbrio entre a necessidade de informações claras e concisas, de um lado, e de dados completos e abrangentes, de outro. É crucial que os pequenos consumidores tenham acesso a, pelo menos, uma ferramenta de comparação com um produto padronizado de preço fixo e que as informações dadas por essas ferramentas sejam confiáveis, imparciais e transparentes, além de operadas por uma autoridade nacional sem relação direta com as partes.

Já no que diz respeito aos modelos de faturamento, há recomendações no intuito de uma melhor estruturação das faturas, em um formato claro e de fácil entendimento. As contribuições propostas nas Consultas Públicas nºs 131/2022 (MME, 2022a) e 137/2022, (MME, 2022b) e nas Tomada de Subsídios nºs 010/2021 e nº 014/2024, da ANEEL, elencam as vantagens e desvantagens dos modelos de tarifa e faturamento (modelo único ou separado), que devem ser consideradas no novo desenho de mercado.

As vantagens identificadas a partir de uma tarifa única são: i) a facilidade de identificação de inadimplências; ii) a simplificação do processo de faturamento; iii) a facilidade de entendimento e gestão por parte do consumidor; e iv) a redução de custos de cobrança. Nota-se que, na agenda de contribuições, há a menção a diversos arranjos sobre faturamento, como a opção de unificação da fatura mediante solicitação do consumidor, mantendo a fatura separada como opção automática (*default*) ou vice-versa.

Sobre essa questão, a Consulta Pública nº 007/2025 observa que a análise das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 010/2021, sobre o tema, direciona a regulação às seguintes possibilidades de oferecimento para escolha

do consumidor, desde que previamente autorizado mediante manifestação livre e voluntária: i) fatura unificada emitida pela distribuidora, contendo a cobrança do comercializador varejista; ou ii) fatura unificada emitida pelo comercializador varejista de energia, contendo a cobrança da distribuidora.

Ademais, a referida consulta pública sinaliza ser oportuno discutir com a sociedade o estabelecimento, em regulamento, das diretrizes para um *sandbox* de faturamento unificado, possibilitando desenhar e testar o processo de emissão de fatura unificada pelo agente comercializador para a unidade consumidora livre ou especial, com a cobrança da distribuidora e do comercializador. Neste sentido, no que tange a abertura completa ao consumidor de baixa tensão, se acredita que o modelo de fatura única consolidada pela distribuidora é preferível, principalmente devido às questões de escala, menores custos e heterogeneidade continental e social do país, pelo menos em um momento inicial. No entanto, é importante ressaltar que, em muitos países da Europa, a relação direta entre o incumbente e consumidor é vista com parcimônia e passível, preferencialmente, de ser evitada, cabendo ao regulador ponderar sobre os custos e benefícios dessa alternativa²².

É oportuno pontuar os atuais avanços recentes da ANEEL na questão de *sandboxes* tarifários, que inclui aprimoramentos regulatórios como medidores inteligentes, tarifas binômias e resposta da demanda, em um conjunto de projetos experimentais relacionados à aplicação de novas tarifas ou de novas formas de faturar o consumo de energia, financiados pelo Programa de PD&I gerido pela agência.

²² Sobre esse aspecto, cabe pontuar que, em Portugal e no resto da Europa, a fatura é enviada pelo comercializador, com base no seguinte cálculo: margem de comercialização + energia + tarifas de acesso pagas ao distribuidor. A margem de comercialização e a energia são informações produzidas pelos comercializadores e as tarifas de acesso são repassadas pela distribuidora para o comercializador. Além disso, permitir que a distribuidora incumbente e verticalmente integrada, que também opera com um comercializador de mercado, tenha acesso à informação confidencial (margem e preço da energia contratada) dos restantes comercializadores concorrentes, lhe dá uma vantagem competitiva que pode anular completamente o efeito decorrente dos exigentes procedimentos de separação de atividades.

Já no que se refere à questão dos clientes ativos, o art. 15 da Diretiva de Eletricidade da UE, por exemplo, coloca que “os clientes finais tenham direito a agir como clientes ativos, sem estarem sujeitos a requisitos técnicos ou administrativos, e procedimentos e taxas, desproporcionais ou discriminatórios”.

Tais consumidores se sujeitam a taxas de rede que refletem os custos transparentes e não discriminatórios, porém com garantias de que contribuam, de forma adequada e equilibrada, para uma partilha dos custos globais do sistema, sendo financeiramente responsáveis pelos desvios que causarem na rede de eletricidade.

Além disso, a Diretiva prevê, no art. 19, que a entidade reguladora deve recomendar que os agentes do setor elétrico e outros participantes do mercado otimizem a utilização da energia elétrica, através da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas inovadoras de fixação de preços e da introdução de sistemas de medidores inteligentes, que incentivam uma maior participação ativa dos clientes no mercado, incluindo a resposta da demanda.

Sobre as políticas de comunicação, o art. 18 da Diretiva recomenda que as informações relativas ao faturamento devem ser apresentadas de forma simples, transparente, fácil de compreender, clara, concisa e intuitiva, para facilitar a comparação pelos clientes finais. Há o reconhecimento de que as faturas de eletricidade são um importante meio de informação aos clientes finais, pois, além de fornecerem dados sobre consumos e custos, podem também incluir outras questões que ajudam os consumidores a compararem os termos dos seus contratos com outras ofertas. Cabe ao consumidor a opção por um faturamento unificado ou não, sendo que, na maioria dos casos, o faturamento é integrado, o que segue o encaminhamento da Consulta Pública nº 007/2025.

Finalmente, o art. 59 da Diretiva prevê que os reguladores são responsáveis por monitorar as reclamações apresentadas pelos consumidores residenciais. Esse monitoramento envolve o estabelecimento de uma série de categorias gerais de reclamações, de forma a fornecer uma visão mais significativa dos problemas

enfrentados pelos consumidores. De maneira geral, na União Europeia, 33% de todas as reclamações contra empresas de eletricidade (fornecedores e distribuidoras) referem-se a faturamento e cobrança de dívidas, 15% a preços e tarifas e 13% à conexão da rede (ACER, 2023b e 2024b).

2.4. Aprimoramentos nos Procedimentos e Prazos para Migração

A Consulta Pública nº 007/2025 encaminha diversos aprimoramentos para incentivar e facilitar o processo de migração, tais como:

- i) Concatenamento entre o encerramento do contrato no ACR e a efetiva migração, de modo a minimizar a percepção de risco do consumidor de uma eventual saída do mercado regulado antes da entrada efetiva no ACL, o que potencializaria a sua inércia e é desfavorável à migração;
- ii) Estabelecimento de um canal padronizado na internet (“agência virtual”) pela distribuidora, com interface padronizada para a migração ao ACL via “portal da migração”;
- iii) Incentivos regulatórios fortes para a migração, iniciando-se no agente comercializador entrante escolhido pelo consumidor, de forma similar à portabilidade adotada no setor de telecomunicações e já adotado para troca de comercializador varejista (*switching*);
- iv) Redução do prazo para migração de 180 dias para 90 dias, de maneira a alinhar os incentivos para efetivar mais rapidamente a migração;
- v) Redução de exigências extras de adequação técnica (sistema de medição e comunicação instalados) para efetivar a migração; e
- vi) Melhorias nos procedimentos para eventual retorno ao ACR.

Visando realizar incentivos direcionados a um mercado de energia elétrica mais competitivo, centrado no consumidor, flexível e não discriminatório, os aprimoramentos regulatórios propostos estão de acordo com as melhores práticas internacionais, como se observa através da análise da Diretiva de Eletricidade da UE.

Cabe destacar que, no tocante aos procedimentos de migração, o racional segue na direção de menores entraves e tempos de troca, o que incentiva os consumidores a buscarem ativamente melhores ofertas de energia e fornecedor que atendam às suas necessidades.

O art. 12 da Diretiva Eletricidade da UE estipula, por exemplo, que a migração ou mudança de comercializador deve ser efetuada no mais curto prazo possível e sem quaisquer ônus relacionado, pelo menos para clientes residenciais e pequenas empresas, sendo concedido tal direito de forma não discriminatória no que diz respeito a custos, esforço e prazos. Especificamente no que se refere aos prazos, a Diretiva estabelece que o período máximo para a troca de fornecedores não pode exceder três semanas a partir da data de solicitação, sendo estipulado que, até 2026, o processo de migração não deve superar 24 horas, conforme já mencionado. Observa-se que o regulador deve, portanto, buscar eliminar todos os obstáculos regulamentares ou administrativos em matéria de migração, criando uma regulação que assegure a máxima proteção dos consumidores a fim de evitar quaisquer práticas abusivas.

Entende-se que a redução do período para migração proposta na Consulta Pública nº 007/2025, de 180 dias para 90 dias, é favorável, mas ainda representa um ponto divergente em relação às melhores práticas internacionais, que estabelecem menores tempos para a troca de comercializador. Pondera-se, entretanto, que o processo de abertura no Brasil ainda está em sua fase inicial e deve seguir uma evolução contínua com crescente amadurecimento que, gradualmente, direcionará para prazos menores de migração, incentivando a concretização da completa liberalização do SEB.

Com relação ao prazo de retorno ao ACR, a ideia norteadora de fomentar a competição e a migração ao ACL, que foi implementada em diversos países desenvolvidos ao longo do tempo, consistiu em incentivos direcionados à concorrência e à total migração. Por sua vez, a permanência no ACR ou, de forma semelhante, a previsão do Supridor de Última Instância, ainda a ser definida em comando legal, é, por vezes, limitada aos consumidores vulneráveis ou desligados momentaneamente do seu respectivo comercializador, seja por falência deste, seja por questões de inadimplência (arts. 28 e 29 da Diretiva de Eletricidade). Nesse sentido, em alguns países, a tarifa da distribuidora incumbente (ou do SUI) ultrapassa àquela praticada no mercado livre, de modo a não gerar incentivos à sua permanência ou a seu retorno ao mercado regulado. Assim, os incentivos regulatórios se concentram nas trocas entre os comercializadores varejistas.

No Brasil, deve-se considerar, principalmente no que concerne a abertura do varejo e baixa tensão, questões sobre contratos legados e sobrecontratação involuntária das distribuidoras. Ao se resolver essa questão, prazos menores para migração ou retorno poderão ser aplicados sem prejuízos à concorrência. Observa-se que as melhores práticas internacionais preconizam que intervenções públicas não devem resultar em subsídios cruzados entre os consumidores do mercado livre e do mercado regulado ou entre diferentes categorias de cliente. Tal comando deve, portanto, nortear as decisões de políticas públicas na resolução desse problema.

Quanto ao prazo ou penalidades para retorno ao ACR, vale observar que o art. 12 da Diretiva de Eletricidade da UE autoriza os comercializadores a cobrarem comissões no caso de rescisão voluntária dos contratos a prazo e preços fixos, antes da sua data de vencimento, desde que esteja previsto no contrato celebrado voluntariamente pelo consumidor. Essas comissões devem ser proporcionais e não podem exceder as perdas econômicas diretas para o comercializador resultantes da rescisão do contrato pelo cliente, incluindo os custos de quaisquer investimento ou serviço agrupado que já tenham sido prestados ao cliente como parte do contrato.

O ônus da prova relativamente às perdas econômicas diretas deve recair sobre o comercializador e a admissibilidade das comissões de rescisão de contrato deve ser monitorada pela entidade reguladora ou por outra autoridade nacional competente.

Em conclusão, as recomendações das melhores práticas internacionais vão em direção de prazos, os mais céleres possíveis, incluindo para retornos ao ACR, desde que não representem risco ao sistema como um todo. No entanto, como já observado, as experiências internacionais devem ser analisadas com cautela, principalmente em decorrência da grande heterogeneidade no que diz respeito à conjuntura econômica, característica e dimensão do mercado. Dessa forma, e cientes da complexidade regulatória envolvida, parece razoável que o prazo de retorno ao ACR de cinco anos seja objeto de futura consulta pública, destacando que a opção de retorno em prazo inferior, uma proposta bem-vinda e desejável, pode ensejar um custo adicional que, provavelmente, será refletido na própria tarifa.

2.5. Concorrência em Grupo Verticalmente Integrado

Concorrência é a palavra-chave que explica e suporta as melhores práticas internacionais. A Diretiva Eletricidade da UE destaca a questão de grupos verticalmente integrados em diversos de seus artigos, visando incentivos a um mercado de energia elétrica mais competitivo. O art. 35 faz menção explícita à questão:

*“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.*

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.” (Grifo nosso)

Constata-se, assim, que a Diretiva não traz em seu texto o foco de restrição ou limitação de concorrência, ou de concorrentes, sejam incumbentes ou entrantes, e de grupos verticalmente integrados. Ao contrário, as recomendações se prezam por incentivar desenhos regulatórios com ferramentas em prol de uma efetiva e maior concorrência.

Do ponto de vista de aprimoramentos regulatórios para coibir práticas anticoncorrenciais relacionadas à abertura de mercado que permeiam a relação entre entrantes e incumbentes, pode-se destacar a importância de ferramentas como o sistema de portabilidade se iniciando no comercializador (entrante), menores prazos de migração, o compartilhamento de dados (*Open Energy*) e contínuo monitoramento, fiscalização e aplicação de penalidades. Além disso, é importante a adoção de uma clara política de comunicação, que inclui a disponibilidade de ferramentas de comparação de preços transparentes, instrumentos eficientes e eficazes e com boa relação custo-benefício.

3 - Pilar 3: Política Econômica e aspectos ESG na Liberalização do Setor Elétrico Brasileiro

Neste pilar, serão tratados os aspectos de política econômica e dos critérios ESG, intimamente relacionados ao chamado Objetivo de Desenvolvimento Sustentável, da ONU, dos quais, o Brasil e mais 192 países, são signatários. Os 17 objetivos reúnem os grandes desafios e vulnerabilidades da sociedade como um todo, apontando os principais pontos de atenção. A Agenda 2030, no âmbito da ONU, introduziu novas dimensões no conceito de sustentabilidade de um sistema energético, pois não basta apenas garantir a disponibilidade de energia limpa, mas também, e principalmente, o seu acesso pelas diferentes camadas da população, como anteriormente mencionado. O ODS 7, relativo à “Energia Limpa e Acessível para Todos”, tem como foco principal o suprimento de uma energia acessível, segura, sustentável e moderna para todos.

De forma geral, pode-se afirmar que o Brasil dispõe de um sistema energético confiável, com elevada participação de energias renováveis (45%) e acesso alcançando índices maiores que 99% (ONU, 2024). É um dos países com maior proporção de fontes renováveis em sua matriz energética, o que tem relação direta com as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Enquanto os países da OCDE usaram 10% de energia renovável na sua oferta interna de energia em 2018, o valor correspondente para o Brasil foi de 45,3%, o que atesta o elevado grau de renovabilidade na matriz energética brasileira.

Deve-se destacar, também, que a produção e a utilização de energia são os principais fatores na emissão de GEE nos países da OCDE, principalmente decorrentes do uso de combustíveis fósseis, ainda dominantes, nos setores de transporte, industrial e residencial. Segundo a OCDE, o setor de energia foi responsável por 29% das emissões de GEE em 2018, enquanto para o Brasil este valor correspondente se situa em 18% (OCDE, 2020). Importa ressaltar que vários programas públicos implementados nesse sentido foram exitosos na formação de um sistema energético modelar sob o ponto de vista técnico, sendo reconhecido mundialmente como tal.

Apesar da excelente performance do Brasil na universalização do serviço de energia e da elevada participação das fontes renováveis, a tarifa de energia no país ainda é uma das mais altas do mundo, comprometendo a sua acessibilidade²³. Portanto, pode-se dizer que a meta 7.1 do ODS 7, que visa garantir o acesso universal, confiável, moderno e a preços módicos a serviços de energia, é atendida parcialmente no Brasil.

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2031, poderá inclusive ocorrer o aumento da participação das fontes eólica, solar e biomassa, com os benefícios ambientais esperados através da redução da emissão dos GEE, portanto em total compatibilidade com a meta 7.2 do ODS 7, que visa, até 2030, manter elevada a participação de energias renováveis nas matrizes energéticas nacionais.

Vários outros programas e políticas condizentes com a descarbonização da matriz energética nacional devem ser citados, com destaque, dentre outros igualmente importantes sob o ponto de vista da produção e do consumo de energia limpa, para i) o Programa RenovaBio, de 2017, que objetiva a expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional; ii) o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), de 2004; e iii) os estímulos à micro e minigeração distribuída, iniciados em 2012, permitindo a compensação de energia elétrica.

Sob o ponto de vista da acessibilidade da energia, destaca-se o Programa Luz para Todos, criado em 2003, tendo evoluído de forma importante para incorporar cada vez mais comunidades isoladas do meio rural e em regiões de difícil acesso. Essa iniciativa tem se mostrado muito relevante para ampliar a inclusão elétrica, com impactos positivos sobre o desenvolvimento socioeconômicos das comunidades e redução das desigualdades regionais, sendo também importante para o pleno exercício da cidadania dessas comunidades isoladas.

²³ O elevado preço é devido a vários fatores, tais como a necessidade de acionamento das térmicas em situações de escassez hidrológica, os subsídios que fazem parte da Conta de Desenvolvimento Energético, os descontos tarifários a alguns segmentos (baixa renda, classe rural etc.), dentre outros.

Para os consumidores residenciais de baixa renda, a Tarifa Social de Energia Elétrica concede descontos de até 100%, dependendo do consumo mensal também merecendo destaque.

No entanto, diversos desafios permanecem. Em particular, conhecer o impacto das elevadas tarifas de energia no Brasil no orçamento doméstico seria de máxima relevância para melhor avaliar o acesso efetivo das unidades residenciais à eletricidade. Emerge também como de máxima importância a questão referente ao serviço universal e a proteção aos vulneráveis, tratada a seguir.

3.1. Serviço universal e proteção a vulneráveis

Recentemente, o Governo Federal encaminhou uma nova proposta de reforma do setor elétrico, consubstanciada na MP 1.300/2025, que dispõe sobre a nova Tarifa Social de Energia Elétrica, abertura do mercado de energia elétrica para o consumidor de baixa tensão (cativo) e diversos aprimoramentos não menos importantes, como a redistribuição e racionalização de encargos e subsídios, além de critérios mais rigorosos na definição de autoprodução, o fim de descontos no fio e rede a fontes incentivadas, o rateio por todos consumidores (livres e cativos) de forma não discriminatória do custeio de Angra 1 e 2 e de eventuais encargos de sobrecontratação das distribuidoras, entre outros.

Sobre a nova Tarifa Social de Energia Elétrica, dentre as principais medidas para consumidores vulneráveis está a isenção total do consumo de até 80 kWh/mês àqueles enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda e descontos proporcionais para o consumo na faixa entre 80 e 120 kWh/mês para famílias com renda *per capita* entre meio e um salário-mínimo e outros critérios econômicos e sociais. Essa medida tem o potencial de beneficiar cerca de 60 milhões de pessoas, a um custo estimado no aumento de 1,4% das tarifas dos demais consumidores, compensado pela redução gradual de subsídios diretos ou indiretos, especialmente daqueles parte da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

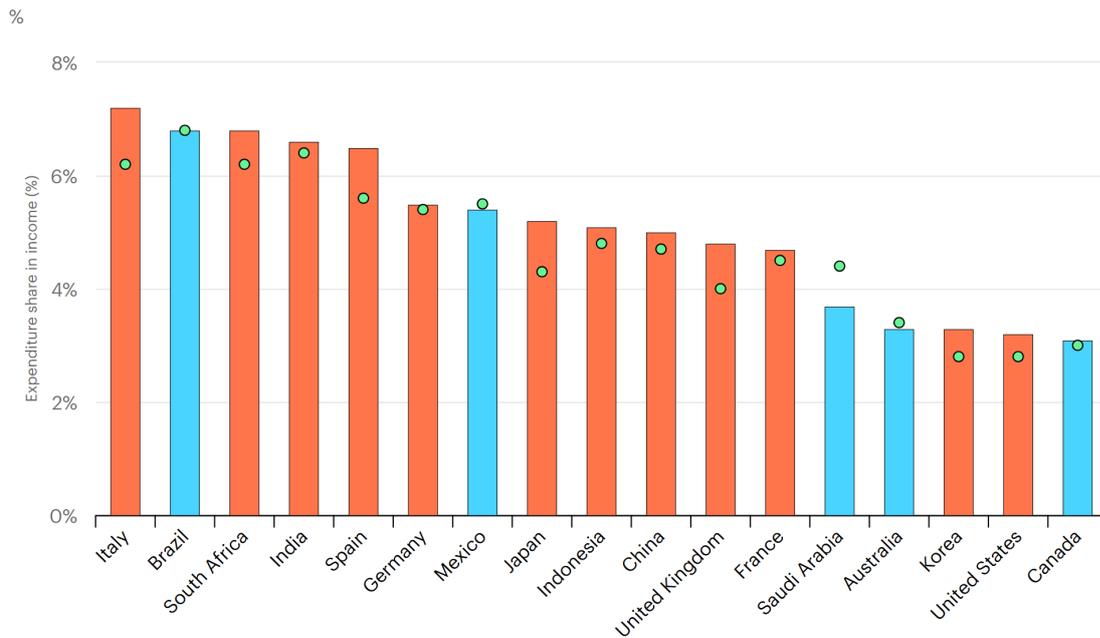
Nesse aspecto, cabe pontuar que a preocupação com os consumidores vulneráveis é uma questão de política pública bem estabelecida nas melhores práticas regulatórias internacionais, como, por exemplo, na Diretiva de Eletricidade da UE, que estabelece diversas diretrizes para a proteção dos consumidores vulneráveis, com foco em garantir acesso à energia, evitar cortes em momentos críticos e combater a pobreza energética, um tema prioritário do ODS 7, estabelecidos pela Agenda 2030 da ONU.

Há, portanto, fortes recomendações para a definição no ordenamento jurídico nacional de “consumidor vulnerável”, com a inclusão de critérios de renda disponível, percentual do orçamento familiar gasto em energia, condições da habitação (eficiência energética), idade ou condições de saúde, proibição de corte de fornecimento em situações críticas e instrumentos sociais diversos, como os subsídios. Nesse aspecto, cabe pontuar que o Brasil apresenta uma grande dicotomia entre custos e tarifas. O país se apresenta como o terceiro maior gerador de energia elétrica renovável do mundo, atrás apenas da China e dos Estados Unidos, evidenciando grande vantagem comparativa, porém com tarifas altas e superiores a diversos países desenvolvidos.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia ([IEA](#), 2023), o Brasil possui um dos maiores comprometimentos da renda familiar (6,8%) com gastos de energia elétrica entre diversas economias, superiores, inclusive, aos das principais economias globais, como ilustra a Figura 6.

Dentre as causas debatidas desse cenário estão os altos encargos e políticas públicas de subsídios do SEB ao longo dos anos, especialmente os cruzados, regressivos e discriminatórios, com suas amplas distorções e ineficiências já conhecidas.

Figura 6 - Comprometimento de Renda com Energia Elétrica (2021-2022)



Fonte: IEA (2023)

De acordo com o art. 27 da Diretiva de Eletricidade da UE, os Estados-Membros devem assegurar que todos os clientes residenciais e, quando considerarem apropriado, também as pequenas empresas gozem do serviço universal, nomeadamente o direito a serem abastecidos com eletricidade de qualidade e a preços competitivos, fácil e claramente comparáveis, transparentes e não discriminatórios. Para assegurar a prestação do serviço universal, os Estados-Membros podem nomear um Supridor de Última Instância. Ademais, os Estados-Membros devem impor aos operadores de sistemas de distribuição a obrigação de ligar os clientes à sua rede em termos, condições e tarifas definidas na regulação, bem como tomar as medidas adequadas para garantir a sua proteção e garantir, em especial, a existência de salvaguardas adequadas para proteger os consumidores vulneráveis.

Neste contexto, cada Estado-Membro deve definir o conceito de consumidor vulnerável, que poderá se referir, entre outros, à pobreza energética e à proibição do corte da ligação desses clientes em momentos críticos. O conceito de consumidor vulnerável pode incluir os níveis de renda, a percentagem da renda disponível que é gasta com as despesas de energia, a eficiência energética das

habitações, a dependência crítica de equipamento elétrico por razões de saúde, a idade ou outros critérios. Portanto, devem ser garantidos níveis elevados de proteção aos consumidores, especialmente no que diz respeito à transparência dos termos e condições contratuais, às informações gerais e aos procedimentos de resolução de litígios.

De acordo com os dados disponíveis da ACER (2023a), existe a figura do SUI em praticamente todos os Estados-Membros da UE, sendo na grande maioria uma salvaguarda contra a falência do comercializador. Além disso, o mecanismo de fornecimento padrão protege consumidores inativos em 12 Estados-Membros e o mecanismo de fornecimento individual ou básico protege consumidores com dificuldades de pagamento em cinco Estados-Membros. Isso significa que alguns Estados-Membros têm disposições em vigor para vários SUI, evidenciando o foco social da política energética.

Os dados disponíveis sobre a parcela de consumidores residenciais atendidos por SUI variam consideravelmente entre os Estados-Membros, dependendo das diferentes funções desempenhadas. Alguns reguladores relatam parcelas muito baixas atendidas pelo SUI, como na Áustria (0,2%), na República Tcheca (0,1%), na França (0,06%), na Eslovênia (0,01%) e na Eslováquia (0,06%). Em outros Estados-Membros, os números de SUI superam os 10%, como em Portugal (15,2%), na Estônia (20,5%), na Espanha (29,7%) e na Irlanda (54,0%).

A Figura 7 ilustra a designação do SUI, percebendo-se diferentes padrões nos Estados-Membros.

Figura 7: Designação do Supridor de Última Instância

| Designação do SUI | Estados Membros |
|----------------------------|------------------------|
| Atribuição | 6 |
| Caso a caso | 3 |
| Aleatório | 1 |
| Pelo tamanho do mercado | 2 |
| Criério regulatorio previo | 8 |
| Certame | 7 |

Fonte: ACER (2023b).

Em 12 Estados-Membros da UE, os SUI definem seus próprios preços de energia elétrica. Frequentemente, mas nem sempre, esse processo está sujeito ao controle público sobre os preços de referência de mercado ou similares, com base em diretrizes específicas ou no quadro legal. Em 10 países, os preços são definidos pelo regulador. Na maioria dos casos, as tarifas do SUI são mais altas do que as de outros fornecedores. Em cinco Estados-Membros, as tarifas são equivalentes ou menores das aplicadas no mercado e no restante as tarifas dependem da designação do SUI.

Na Espanha, por exemplo, quando um comercializador é suspenso por não cumprir com suas obrigações de fornecimento, um aviso é publicado no Diário Oficial com o SUI designado para a transferência dos clientes afetados, dentro de oito dias. Observa-se que o preço de varejo do SUI é indexado ao preço do atacado mais uma margem. Como resultado, a tarifa do SUI pode ser superior ou inferior, dependendo do momento do evento e das ofertas de mercado. Os clientes afetados pela saída/falha de seu fornecedor serão informados tanto pelo fornecedor que está saindo quanto pelo SUI designado, com este último também provendo informações sobre o cronograma para a transferência. Enquanto isso, os clientes afetados podem mudar para um fornecedor de sua escolha. Após a transferência, os clientes afetados ainda poderão mudar para outro fornecedor sem nenhuma penalidade. Em 2022, o procedimento do SUI ocorreu nove vezes na Espanha, com um total de 1.200 clientes afetados, principalmente devido às falências sistêmicas de comercializadores no país naquele ano.

Com relação à proteção dos consumidores vulneráveis, conforme mencionado, a Diretiva de Eletricidade da UE exige que os Estados-Membros definam o conceito de clientes vulneráveis. Neste sentido, 19 reguladores relatam que existe uma definição explícita do conceito de consumidores vulneráveis para o mercado de eletricidade.

Em Portugal, os consumidores vulneráveis são definidos como beneficiários do complemento solidário para idosos, do rendimento social de inserção, do subsídio de desemprego, do abono de família, da pensão social de invalidez do

regime especial de proteção por invalidez ou do complemento da prestação social de inclusão, assim como da pensão social de velhice. Na Espanha, por sua vez, os consumidores vulneráveis são indivíduos que, residentes habituais em um imóvel com uma potência instalada de 10 kW ou menos, atendem a critérios socioeconômicos, tais como i) critérios de renda; ii) ser uma família grande; iii) ser um pensionista no Sistema de Previdência Social devido à aposentadoria ou invalidez permanente, recebendo um valor mínimo; ou iv) critérios de renda em combinação com certas condições sociais de vulnerabilidade. Além disso, um vale social mais alto é estabelecido para consumidores altamente vulneráveis, que são definidos por referência a limites de renda mais baixos.

Regra geral, o processo de definição dos consumidores vulneráveis é derivado de mecanismos de proteção social existentes e de critérios de elegibilidade estipulados. As definições, tanto explícitas quanto implícitas, geralmente contêm referências ao nível de renda dos consumidores e dependência crítica de eletricidade por motivos de saúde.

No que diz respeito à suspensão do fornecimento de energia, na maioria dos Estados-Membros da EU, os consumidores de eletricidade recebem um aviso prévio, que é, geralmente, um lembrete de pagamento ou notificação. Dependendo das disposições legais, o tempo mínimo entre o primeiro lembrete e a desconexão é de 24 dias, variando de 10 a 45 dias. Em 16 Estados-Membros, na Noruega e na Grã-Bretanha, os consumidores devem receber cartas de advertência adicionais, incluindo um aviso final sobre a suspensão de fornecimento iminente de 5 a 30 dias. Na prática, decorrem de 10 a 80 dias entre o primeiro lembrete de pagamento e a suspensão efetiva.

No caso de uma suspensão pendente, 19 reguladores relatam que informações são fornecidas aos consumidores com antecedência suficiente, contendo encaminhamentos como esquemas de pré-pagamento disponíveis, auditorias de energia, planos de pagamento alternativos ou consultoria de gerenciamento de dívidas. As taxas reais de suspensão de fornecimento na UE dificilmente excedem a 1% dos consumidores residenciais.

Deste modo, constata-se que um sistema justo de transição energética deve proteger os consumidores em situação de vulnerabilidade, sendo visto como uma escolha de política pública. As melhores práticas internacionais recomendam medidas de política social e energética para combater a pobreza energética, como, por exemplo, subsídios, apoio à eficiência energética e proibição de cortes em períodos críticos), além da definição de critérios claros para identificar consumidores vulneráveis e monitorar seu número e direitos específicos para consumidores com baixos rendimentos, incluindo o acesso a preços regulados, quando justificado.

3.2. Descontos, Subsídios Cruzados e Distorções entre os Ambientes de Contratação Regulada e Livre

Em um enquadramento mais geral, há o consenso de que o Setor Elétrico Brasileiro apresenta diversas assimetrias alocativas entre os consumidores do ACR e do ACL. Entre essas assimetrias, merece destaque os subsídios de diversas políticas públicas, arcados, principalmente, pelos consumidores regulados, inclusive em questões estruturais, como a segurança do sistema e áreas não relacionadas à eletricidade. Destaca-se que a necessidade de racionalização e diminuição dos encargos e subsídios tarifários vigentes, com especial atenção para os subsídios cruzados, regressivos, discriminatórios e não transparentes, se mostra, atualmente, relevante para uma transição energética justa e sustentável.

É reconhecido, na visão das melhores práticas internacionais ([OCDE](#)), que os subsídios devem: i) estar sujeitos a testes que assegurem que a intervenção é necessária; ii) estar de acordo com os objetivos da política pública; e (iii) representar a melhor forma de intervenção estatal. Ao conceder um subsídio, o Estado deveria apresentar à sociedade um estudo de avaliação de impacto regulatório demonstrando a importância da intervenção, seus custos, os efeitos distributivos (quem ganha e quem perde) e a inexistência de alternativa menos onerosa, além de avaliações periódicas da efetividade da referida política.

Neste sentido, a racionalização dos encargos e subsídios presentes no SEB, inclusive como modo de atacar as altas tarifas de energia praticadas no Brasil, é tema recorrente na agenda regulatória da ANEEL, no PL 414/2021 e na nova proposta de modernização do setor. Conforme já analisado, há uma dicotomia entre o Brasil ser o terceiro maior país no que se refere à potência instalada de renováveis (a menores custos) e um com as maiores tarifas elétricas praticadas, superiores, inclusive, a diversos países desenvolvidos.

Destaca-se que as melhores práticas internacionais, assim como o art. 5º da Diretiva de Eletricidade da UE, estabelecem que as intervenções públicas:

- i) Não devem resultar em subsídios cruzados entre os clientes do mercado livre e do mercado regulado ou entre diferentes categorias de consumidores;
- ii) Não poderão explicitamente imputar a certas categorias de clientes o custo da intervenção nos preços que afetem outras categorias;
- iii) Não devem resultar em custos adicionais para os participantes do mercado de maneira discriminatória;
- iv) Devem ser claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e verificáveis; e
- v) Devem ser limitadas no tempo e de caráter proporcional aos seus benefícios.

Segundo o Portal Subsidiômetro da ANEEL, os custos dos subsídios presentes no setor de energia elétrica, segregados por destinação, superaram R\$ 48 bilhões em 2024, mais do que dobrando em um período de cinco anos, representando, atualmente, cerca de 14,9% da tarifa do consumidor residencial.

Além disso, diversos projetos de leis e medidas provisórias, que prorrogam ou majoram tais subsídios, preveem a perpetuação da alocação ineficiente de recursos e riscos, tendo motivado uma série de estudos pela Academia e pelos agentes públicos e privados, sobre a redução estrutural e a avaliação da manutenção dessas políticas²⁴.

O atual desenho de mercado brasileiro origina grandes distorções de preços para o mesmo produto (energia), com tarifas maiores no ACR, que custeia a maior parte dos atributos de potência do sistema a maiores custos, como o acionamento das usinas térmicas. O diferencial tarifário consiste, portanto, em um incentivo natural para a migração do consumidor do ACR para ACL. Deste modo, sem o devido tratamento isonômico dessa questão para proporcionar o equilíbrio entre os mercados, tal diferencial tende a se ampliar, onerando ainda mais os consumidores cativos residuais.

Nota-se que a existência de subsídios cruzados provoca um distanciamento do SEB das melhores práticas internacionais de modernização tarifária, em especial no que se refere à adoção de tarifas que reflitam os custos reais do sistema, comprometendo a evolução dos sinais de preço no uso das redes de distribuição ou dos custos reais de geração e transmissão. Portanto, os subsídios cruzados resultam em uma ineficiência que impõe barreiras à competição, inovação e entrada de *players* mais eficientes no setor.

Nesse quesito, a implementação de uma abertura de mercado escalonada e gradual da migração tem o potencial de diminuir tais distorções e prover consistência e estabilidade econômica e financeira ao modelo de transição, visando gerar o mínimo impacto na tarifa dos consumidores, seja dos futuros ou atuais consumidores livres, seja daqueles que permanecerão cativos. A abertura de mercado aos consumidores cativos é, portanto, vista como uma solução estrutural para as distorções alocativas induzidas pelos subsídios cruzados.

²⁴ Ver CMAP (2019) para análise da CDE sobre fontes incentivadas, consumidor rural e irrigação e TCU (2024) Sustentabilidade Tarifária – Lista de Alto Risco da Administração Pública Federal.

Destaca-se que, no Brasil, os pontos críticos a serem observados são i) a fragmentação dos subsídios custeados pela CDE; ii) a falta de transparência e de previsibilidade de despesas; iii) a inexistência de estudos de impacto sobre os descontos concedidos, que possibilitem a tomada de decisão quanto à manutenção ou extinção dos subsídios; iv) a ausência de metas e resultados a serem alcançados; v) a indefinição quanto aos responsáveis pela gestão das políticas subsidiadas; e vi) a inexistência de um sistema de monitoramento e avaliação.

Deste modo, é pertinente pontuar que a nova proposta de modernização do SEB avança no tratamento da questão, sinalizando em direção a uma racionalização e redistribuição dos subsídios, com menção a eliminação gradual dos descontos nas tarifas de uso da rede elétrica concedidos a consumidores de fontes incentivadas, como eólica e solar. A nova proposta recupera, portanto, as recomendações do Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (CMAP), órgão vinculado ao Ministério de Planejamento e Orçamento, sobre os subsídios concedidos a fontes incentivadas de energia da CDE, há tempos já competitivas, que propõe a sua extinção desde 2019.

Sobre o rateio homogêneo entre todas as categorias de consumidores (ACR e ACL) de custos relativos a encargos de sobrecontratação das distribuidoras, da redistribuição de encargos setoriais (Angra 1 e 2) e critérios mais rigorosos para classificação de autoprodutores, de forma a evitar arbitragens diversas que culminam na isenção de encargos, a proposta dialoga bem com as melhores práticas internacionais.

Finalmente, a abertura de mercado extensiva a todos os consumidores, incentivando a concorrência, tem grande potencial de colocar em evidência as distorções das arbitragens regulatórias referentes aos subsídios cruzados (diretos e indiretos) e não isonômicos entre os consumidores cativos sem e com acesso à micro e minigeração distribuída, levando necessariamente a uma discussão sobre sua sustentabilidade no contexto de um processo de abertura. Esses subsídios ficaram na ordem de R\$ 11,5 bilhões, em 2024, valor extremamente elevado.

Assim, potencializam-se opções de escolhas a ambos os consumidores, impulsionando a concorrência no mercado de forma isonômica, não discriminatória e não transparente, em linha com as melhores práticas. Além disso, a abertura de mercado representa uma evolução positiva em direção à racionalização e diminuição dos encargos e subsídios tarifários vigentes, incluindo distorções entre os consumidores do ACR e ACL, uma questão relevante para o setor e para uma transição energética justa e sustentável.

3.3. Engajamento do consumidor e implementação de medidores inteligentes

A implementação de medidores inteligentes é essencial para facilitar o engajamento do consumidor no funcionamento do sistema elétrico, de modo a proporcionar uma maior resposta da demanda às informações de preço do mercado, sendo um relevante *driver* para a promoção de competição. Para incentivar resposta da demanda com diferenciação temporal, os consumidores precisam estar equipados com dispositivos de medição inteligentes. A falta destes limita a capacidade dos consumidores de reagir e, portanto, de se beneficiar dos sinais de preço de mercado.

A abertura eficiente do mercado de varejo se relaciona com a questão da implantação de medidores inteligentes, uma vez que proporciona ganhos para a gestão da infraestrutura de rede e para o desenvolvimento de novas modalidades e estruturas tarifárias, com ganhos potenciais para os consumidores e todo o sistema elétrico a partir de incentivos à uma maior resposta da demanda. Neste sentido, segundo os arts. 19, 20 e 21 da Diretiva de Eletricidade da UE, os Estados-Membros deverão incentivar a modernização das redes de distribuição, por exemplo, introduzindo redes inteligentes, que deverão ser construídas de forma a favorecer a geração descentralizada e a eficiência energética.

Nota-se que os sistemas de medidores inteligentes aumentam o poder dos consumidores, na medida em que lhes permitem obter um retorno de informação exata e em tempo quase real sobre a energia consumida ou produzida,

possibilitando uma melhor gestão do seu consumo, a participação em programas de resposta da demanda e a redução de suas faturas de eletricidade. Além disso, os medidores inteligentes possibilitam, aos operadores de redes de distribuição, uma visão mais clara das suas redes e, conseqüentemente, a redução dos seus custos operacionais e de manutenção, repassando tais economias aos consumidores, através de tarifas de distribuição mais baixas.

Ademais, de acordo com a Diretiva de Eletricidade da UE, no momento de decisão, a nível nacional, sobre a implantação de medidores inteligentes, deve-se realizar uma avaliação de natureza econômica, considerando os benefícios a longo prazo da instalação desses sistemas para os consumidores e para toda a cadeia de valor do setor, visando uma melhor gestão da rede, um planejamento mais preciso e a identificação das perdas técnicas. Caso essa avaliação conclua que a introdução de tais sistemas é rentável apenas para os consumidores com determinado consumo de energia, os Estados-Membros poderão levar esse fato em consideração quando da implantação dos medidores inteligentes. Contudo, a avaliação deverá ser revistas periodicamente, em resposta a alterações significativas nos pressupostos relacionados, ou, pelo menos, de quatro em quatro anos, tendo em conta a rápida evolução da tecnologia.

A Figura 8 ilustra a implementação de medidores inteligentes por Estado-Membro da EU, em 2022. De acordo com os parâmetros do art. 19 e do Anexo II da Diretiva de Eletricidade, 13 países europeus têm uma taxa de penetração de medidores inteligentes, equivalente a 80%, em 2024. No entanto, muitos mercados ainda não disponibilizaram os medidores inteligentes para seus consumidores. A falta de dados em tempo real sobre consumo e preços pode limitar a capacidade dos consumidores de se tornarem mais informados sobre o seu consumo de energia, diminuindo o engajamento dos mesmos.

Figura 8 – Implementação de Medidores Inteligentes na Europa (2022)

| Country | Share of final household consumers with smart meters 2022 | 80 % of consumers being equipped with them as stated in | Time-of-use with energy price differentiation | Real-time/hourly energy pricing | Remote control of consumption (e.g. remotely operated heat pumps, etc...) | Critical peak pricing |
|---------|---|---|---|---------------------------------|---|-----------------------|
| SE | 100.0 % | Complete | | x | x | |
| DK | 100.0 % | Complete | x | x | | x |
| FI | 99.9 % | Complete | | x | x | |
| EE | 99.8 % | Complete | | x | | |
| ES | 99.0 % | Complete | x | x | | |
| NO | 99.0 % | Complete | | x | x | x |
| LU | 98.5 % | Complete | | | | |
| LV | 98.0 % | Complete | | x | x | x |
| IT | 97.5 % | Complete | x | | | |
| FR | 92.0 % | Complete | x | | x | x |
| MT | 92.0 % | Complete | | | | |
| SI | 91.9 % | Complete | x | x | x | x |
| NL | 88.7 % | Complete | x | x | | |
| PT | 73.0 % | In 2023 | x | | | |
| AT | 68.4 % | In 2024 | x | x | x | |
| GB | 56.0 % | In 2024 | x | x | | |
| IE | 56.0 % | No national law stating this (despite positive roll out decision) | x | | | |
| BE | 22.4 % | Later than 2024 | x | | | |
| HR | 19.0 % | Not applicable (no positive roll out decision yet) | | | | |
| PL | 18.7 % | Later than 2024 | x | | | |
| SK | 15.1 % | In 2021 | | x | | |
| LT | 12.3 % | No national law stating this (despite positive roll out decision) | x | x | | |
| HU | 7.3 % | No national law stating this (despite positive roll out decision) | | | | |
| BG | 0.0 % | No answer | | | | |
| CY | 0.0 % | Later than 2024 | | | | |
| CZ | 0.0 % | Not applicable (no positive roll out decision yet) | | | | |
| DE | 0.0 % | No answer | x | x | x | |
| GR | 0.0 % | Rollout postponed (due to public procurement procedure been challenged multiple times). | | | | |

Fonte: ACER (2023a).

Observa-se uma divergência do Brasil em relação às melhores práticas internacionais, tanto no que diz respeito à implementação dos medidores inteligentes (sem resposta ao questionário) quanto à resposta da demanda para consumidores residenciais, como ilustra a Figura 9, a partir de questionário do indicador PMR da OCDE.

Figura 9 - Regulação e Transparência de Tarifas

| | Austrália | Chile | Colômbia | Itália | Portugal | Espanha | Reino Unido | EUA Texas | Brasil |
|---|--------------------------------|--|--|---|---|--|---|--------------------------------|--|
| Transparência de cálculo de tarifa para pequeno consumidor (residencial e comercial) | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim |
| Transparência de cálculo de consumo para pequeno consumidor (residencial e comercial) | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim | sim |
| Resposta à demanda para grandes e médios consumidores | sim | sim | sim | apenas grandes e médios consumidores não residenciais | sim | apenas grandes consumidores não residenciais | sim | sim | sim |
| Resposta a demanda para consumidores domésticos | sim | sim | não | não | sim | não | sim | sim | não |
| Tarifa regulada para Varejo | não, tarifas não são reguladas | sim, para consumidores residenciais e pequenos consumidores não residenciais | sim, para consumidores residenciais e pequenos consumidores não residenciais | não, tarifas não são reguladas | sim, apenas consumidores de tarifas sociais | sim, apenas consumidores de tarifas sociais | sim, apenas consumidores de tarifas sociais | não, tarifas não são reguladas | sim, para consumidores residenciais e pequenos consumidores não residenciais |

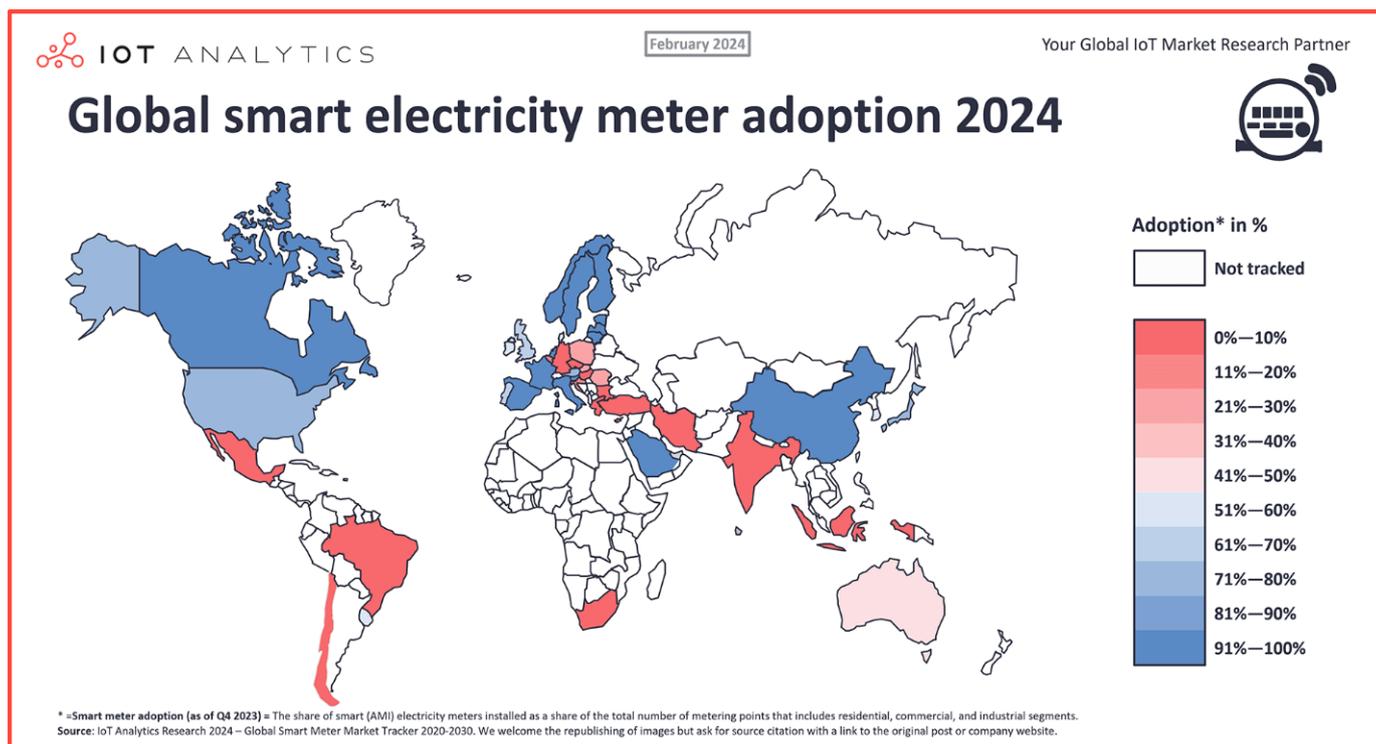
Fonte: OCDE (2023).

A implementação de medidores inteligentes pode se constituir em um instrumento importante para estimular a concorrência entre fornecedores. Esta etapa possibilita, por exemplo, o faturamento em tempo real, o que pode gerar que consumidores decidam mudar de fornecedor ao receberem propostas mais adequadas ao seu perfil de consumo, portanto, reduzindo suas faturas de energia elétrica. Destaca-se que as propostas mais comuns possibilitadas pelos medidores inteligentes são o consumo de energia em tempo real e o histórico de consumo. Ademais, para maximizar os benefícios diretos dos medidores inteligentes para os clientes finais, estes devem permitir algumas propostas para valor agregado. As propostas mais comuns possibilitadas pelos dispositivos de medição inteligentes instalados são o consumo de energia em tempo real e uma visão geral do histórico de consumo.

A Figura 10 apresenta um panorama a nível global para ano de 2024. A América do Norte possui um mercado de medidores inteligentes altamente desenvolvido e maduro, com quase 77% de penetração, enquanto a América Latina ficou muito para trás na adoção da tecnologia. Alguns países da União Europeia e da região do Leste Asiático também têm altas taxas de penetração de medidores inteligentes.

Por outro lado, o sul da Ásia, a América Latina e a África representam um alto potencial de crescimento para medidores inteligentes, pois alguns governos regionais se convenceram da necessidade de atualizar a sua infraestrutura de rede antiga e estão se envolvendo mais ativamente com as partes interessadas da indústria de rede inteligente, para desenvolver políticas regulatórias que visem impulsionar a adoção da tecnologia.

Figura 10 – Panorama Global da Implementação de Medidores Inteligentes (2024)



Fonte: IOT Analytics (2024).

3.4. Clientes ativos, resposta da demanda e eficiência energética na liberalização do mercado elétrico

De forma a proporcionar um futuro energético limpo, seguro e competitivo, as melhores práticas regulatórias internacionais (ACER, 2024) recomendam diversos instrumentos, como melhorias nos investimentos na rede, maior integração do mercado energético, flexibilidade e medidas de eficiência energética. Além disso, atualmente, a ACER destaca a urgência de desenvolver e aprofundar o potencial da flexibilidade presente na resposta da demanda, para garantir um futuro energético limpo, seguro e competitivo. Esforços com vistas à remoção dos principais obstáculos à resposta da demanda, ao armazenamento de energia e à integração das fontes renováveis intermitentes ao sistema, incluindo questões relativas à geração distribuída, devem ser priorizados, de modo a fomentar a participação ativa dos consumidores e novos agentes no mercado.

Observa-se que a flexibilidade é a capacidade do sistema elétrico de se adaptar à variabilidade da geração e do consumo. Com o aumento das energias renováveis, um fenômeno mundial, e a eletrificação de setores como transporte (e aquecimento), a resposta da demanda se torna essencial para reduzir a volatilidade de preços, melhorar a resiliência das redes e minimizar a necessidade de investimentos pesados em infraestrutura no sistema. Todos esses aspectos devem ser revisitados na agenda de modernização do SEB e dialogam com a sua liberalização.

Os benefícios da resposta da demanda para os consumidores podem ser verificados com a redução na fatura de energia elétrica e a sua participação mais ativa no mercado de energia, como dispõe a Diretiva de Eletricidade da UE, em seu art. 15:

“Os Estados-Membros devem garantir que os clientes finais têm direito a agir como clientes ativos, sem estarem sujeitos a requisitos técnicos ou administrativos, e procedimentos e taxas, desproporcionados ou discriminatórios, e a taxas de rede que não reflitam os custos.”

Igualmente, para o sistema elétrico como um todo, a resposta da demanda auxilia em um maior equilíbrio entre oferta e demanda, menor necessidade de combustíveis fósseis e melhor uso da infraestrutura existente.

Nos mercados já liberalizados, algumas ações para remoção das barreiras ao sistema e à flexibilidade podem abarcar o reconhecimento dos novos atores, aprimorando as responsabilidades legais de clientes ativos, agregadores e comunidades energéticas. Ademais, deve-se buscar uma maior facilitação de acesso ao mercado, de forma a garantir que todos os agentes, incluindo os REDs, como armazenamento e veículos elétricos, tenham acesso igualitário aos mercados de energia. No mesmo sentido, há a necessidade de valorização do papel dos agregadores na remoção de barreiras legais e da definição de modelos de agregação com regras claras e transparentes.

Destaca-se que a própria implantação de medidores inteligentes, já mencionada, potencializa inúmeros serviços e inovação para habilitar respostas em tempo real. Por sua vez, contratos com preços diferenciados por hora (preços dinâmicos) permitem, também, a resposta da demanda, refletindo custos reais de produção e incentivando o consumo consciente, o que favorece, inclusive, a transição energética. Dessa forma, políticas recomendadas consistem em:

- i) Tarifas de rede por horário de uso, para otimizar o uso da infraestrutura e evitar picos de demanda;
- ii) Estímulo à participação dos consumidores, através da realização de campanhas de informação e da criação de incentivos que envolvam os consumidores no fornecimento de flexibilidade;
- iii) Reforma das práticas de balanceamento, substituindo abordagens não baseadas em mercado por práticas transparentes e competitivas para aquisição de serviços de balanceamento, que se referem a um conjunto de procedimentos e mecanismos utilizados para manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade em tempo real;

- iv) Simplificação da burocracia e pré-qualificação, tornando os processos técnicos e administrativos mais acessíveis, especialmente para pequenos atores e recursos agregados, com a eliminação de exigências desproporcionais e a criação de sistemas, como balcões únicos ou bolsas de energia, para facilitar a entrada de novos participantes;
- v) Integração transfronteiriça, harmonizando produtos e mercados de balanceamento entre países e promovendo a participação de pequenos fornecedores; e
- vi) Promoção de soluções não físicas (*non-wire solutions*), para estimular o uso de tecnologias e modelos alternativos que evitem investimentos em infraestrutura tradicional.

Como encaminhamento, as melhores práticas internacionais fornecem uma agenda clara para destravar o potencial da flexibilidade elétrica, por meio da remoção de barreiras legais, regulatórias e técnicas. A agenda caminha em pró da concorrência e permite mais competição, entrada de novos *players*, como agregadores ou consumidores ativos, e menor custo e mais inovação.

Observa-se que a transição energética europeia demanda um novo papel para os consumidores. As melhores práticas regulatórias internacionais, como preconizado na Diretiva de Eletricidade da UE, estabelecem um conjunto robusto de direitos e deveres para os consumidores finais, visando transformá-los em agentes ativos da transformação energética. A participação ativa do consumidor no mercado elétrico é essencial para aumentar a flexibilidade e eficiência do sistema. Deste modo, a Diretiva e as melhores práticas regulatórias internacionais (ACER, 2024, 2023a, b) defendem medidas para permitir que consumidores ajustem seu consumo em tempo real, aproveitando os sinais de preço do mercado (preços dinâmicos que espelhem o custo real de energia), produzam, armazenem e vendam sua própria energia, por exemplo com painéis solares ou baterias, e participem em programas de resposta da demanda.

O consumidor deve ser não apenas um “usuário”, mas um protagonista capaz de interagir com a rede, influenciar o mercado e obter retorno econômico por sua flexibilidade. Contudo, uma das principais barreiras à participação ativa do consumidor é a falta de informação clara, confiável e comparável.

Nesse sentido, como já detalhado, as melhores práticas internacionais preconizam:

- i) Faturas simplificadas e informativas, com destaque para dados de consumo, custos, impostos e fontes de energia; e
- ii) Plataformas de comparação de ofertas de fornecedores, preferencialmente com preços dinâmicos que reflitam o real custo da energia, operadas por autoridades públicas ou agentes certificados.

Destaca-se que a confiança do consumidor depende da sua capacidade de entender e comparar opções, o que fortalece a concorrência e incentiva escolhas mais sustentáveis. Neste sentido, a Diretiva de Eletricidade da UE determina que os consumidores possam mudar de fornecedor de eletricidade com rapidez, preferencialmente em até 24 horas, prazo, para 2026, na UE, sem custos indevidos ou penalidades contratuais desproporcionais e com pleno acesso a informações sobre novas ofertas disponíveis. Isso amplia a concorrência e pressiona os fornecedores a oferecerem melhores preços e serviços personalizados, estimulando a inovação no setor.

3.5. Aspectos Institucionais: Fortalecimento da Governança no Mercado de Energia Elétrica

A modernização do setor elétrico exige instituições reguladoras fortes, independentes e bem equipadas com autonomia técnica e financeira. Tanto a Diretiva de Eletricidade da UE quanto o relatório da ACER destacam a importância de um ambiente institucional robusto, capaz de garantir concorrência, eficiência e equidade.

Os reguladores nacionais devem, portanto, ser instituições autônomas, livres de pressões políticas ou econômicas, com mandato claro e orçamento próprio. Deste modo, os reguladores devem i) tomar decisões vinculativas sem interferência externa; ii) dispor de liberdade para definir tarifas, fiscalizar agentes e resolver disputas; e iii) possuir estrutura adequada de pessoal técnico qualificado e estabilidade institucional. A independência decisória é essencial para assegurar a imparcialidade das regras e a proteção do interesse público.

Nota-se que a metodologia tarifária é uma das ferramentas mais poderosas para guiar comportamentos e incentivar a modernização do sistema. O regulador deve, neste sentido, aprovar ou fixar metodologias de cálculo para tarifas de transporte e distribuição de eletricidade (monopólios naturais). Tais tarifas devem ser não discriminatórias e baseadas nos custos reais do sistema, refletir os custos evitados pela geração descentralizada e pela resposta da demanda e estimular eficiência energética e o uso racional da infraestrutura de rede.

Ademais, os reguladores devem acompanhar de perto a qualidade do serviço (frequência e duração de interrupções), a modernização da rede (adoção de redes inteligentes, capacidade de integração de renováveis, resposta da demanda, etc.) e o cumprimento das regras de acesso não discriminatório às redes. Assim, a atuação regulatória proativa assegura que os operadores de rede contribuam para os objetivos de descarbonização e digitalização.

Finalmente, a regulação deve evoluir e ser flexível para acomodar novos modelos de negócio, como i) agregadores independentes, que reúnam a flexibilidade de vários consumidores; ii) plataformas *peer-to-peer*, para troca direta de energia

entre usuários; e iii) soluções não-físicas (*non-wire alternatives*), como resposta da demanda ou armazenamento, em vez de investimentos pesados em rede. A inovação regulatória deve abrir espaço para esses novos agentes com regras claras, transparentes e justas.

Dessa forma, as melhores práticas regulatórias internacionais delineiam um caminho centrado no empoderamento do consumidor e no fortalecimento institucional. O sucesso dessa transformação depende da capacidade dos reguladores em i) garantir direitos e acesso pleno aos consumidores; ii) eliminar barreiras à participação ativa; iii) adaptar as regras à realidade tecnológica e climática; e iv) coordenar esforços a nível de governança setorial, baseados em pilares técnicos e melhores práticas internacionais, de modo a promover um sistema energético mais flexível, eficiente e justo a todos.

De forma conclusiva, os aprimoramentos regulatórios, refletidos nas melhores práticas internacionais para uma efetiva abertura do setor elétrico, como bem colocado no art. 59 da Diretiva de Eletricidade da UE, devem se pautar nas seguintes obrigações e poderes das entidades reguladoras:

- i) Monitorar o grau e a eficácia da abertura do mercado e da concorrência aos níveis atacadista e varejista, quanto a) aos preços para consumidores residenciais, incluindo sistemas de pré-pagamento, b) ao impacto dos contratos de eletricidade a preços dinâmicos e da utilização dos sistemas de medidores inteligentes, c) às taxas de mudança de comercializador, d) às taxas de corte de ligação, e) aos encargos com serviços de manutenção, f) à relação entre preços para consumidores residenciais e preços no atacado, g) à evolução das taxas e tarifas da rede, h) às reclamações dos consumidores residenciais e i) a eventuais distorções ou restrições da concorrência, incluindo a prestação de informações relevantes e a comunicação de casos relevantes às autoridades da concorrência competentes;
- ii) Monitorar a ocorrência de práticas contratuais restritivas, incluindo cláusulas de exclusividade;
- iii) Monitorar o tempo que os operadores da rede de distribuição demoram a executar as ligações e reparações;

- iv) Assegurar o acesso não discriminatório aos dados de consumo dos clientes, a disponibilização, para uso facultativo, de um formato harmonizado, facilmente compreensível, a nível nacional, para os dados de consumo, e o rápido acesso a todos os clientes;
- v) Monitorar a disponibilidade de ferramentas de comparação de preços;
- vi) Monitorar a eliminação de obstáculos e restrições injustificadas ao desenvolvimento do consumo de eletricidade;
- vii) Assegurar que as entidades reguladoras são dotadas dos poderes (autonomia e independência) que lhes permitam cumprir, de modo eficiente e rápido, as obrigações a que se refere a Diretiva;
- viii) Assegurar que não existam subsídios cruzados entre as atividades de transmissão, distribuição e comercialização ou outras atividades ligadas ou não ao setor elétrico;
- ix) Monitorar os planos de investimento dos operadores de redes de transmissão; e
- x) Monitorar e avaliar o desempenho dos operadores das redes de transmissão e de distribuição no desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis.

Conclusão e recomendações finais

Este Texto de Discussão nos aponta que o SEB, apesar de estar alinhado a várias das melhores práticas internacionais, ainda necessita implementar, de maneira efetiva em sua agenda de liberalização, estruturas e desenhos regulatórios de concorrência e abertura de mercado que englobe o mercado de varejo e, em especial, o consumidor cativo, o que trará importantes benefícios em termos de eficiência, equidade e sustentabilidade, compatíveis com o ODS 7.

Ademais, a terceira fase da reforma regulatória do SEB teve início com a agenda da transição para a abertura completa do mercado, com estudos de aprimoramentos de medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura gradual para todos os consumidores, incluindo as regras de transição para os consumidores cativos. No Brasil, ao contrário da maioria dos países membros da OCDE, os consumidores cativos, especialmente residenciais e pequenos comércios, ainda não possuem a liberdade para negociar e escolher os seus fornecedores de energia. Como anteriormente mencionado, vive-se, atualmente, a perspectiva de endereçamento dessa questão no âmbito do debate sobre a modernização do SEB, com, inclusive, o estabelecimento de um cronograma para a completa abertura do varejo.

Observa-se que a maior competição na venda de energia e o estímulo ao aumento da eficiência entre os fornecedores tendem a proporcionar autonomia, tarifas menores e melhor gestão de preferências e riscos por parte dos consumidores, que, nesse novo contexto de mercado, passam a estabelecer uma relação mais comercial e assumem um papel mais ativo. Abre-se, assim, um cenário possível em que o consumidor-cliente pode optar por uma variedade de produtos, prazos e preços que melhor atendam ao seu perfil de consumo.

Verifica-se, também, o potencial de os consumidores se beneficiarem de outras conveniências, como responsabilidade ambiental, qualidade de atendimento, relacionamento com seu comercializador, acesso a produtos e serviços com novas estruturas tarifárias, estratégias de contratação de energia, bem como soluções de eficiência energética e de resposta da demanda.

Para chegar nesse novo patamar, o processo é dinâmico em termos de uma interação mais estreita entre consumidores e comercializadores.

O Brasil, na busca da liberalização completa do SEB, deverá considerar os pilares que mostraram ser necessários para outros países da OCDE e da União Europeia, exitosos nos seus processos. Portanto, este Texto de Discussão tem como objetivo principal o detalhamento e a análise das medidas verificadas como necessárias para a liberalização exitosa dos mercados de energia elétrica dos países da OCDE e, em particular, dos países da União Europeia. Assim, busca-se subsidiar as ações e medidas imperativas para o alcance de um mercado liberalizado de energia elétrica amplo, justo e sustentável no Brasil.

Pode-se sintetizar que a experiência internacional dos países exitosos na completa liberalização dos seus mercados de energia elétrica nos traz algumas questões e lições traduzidas pelos seguintes pilares:

- i) Infraestrutura institucional necessária;
- ii) Vetores para o desenvolvimento do mercado livre; e
- iii) Política econômica e aspectos ESG.

O primeiro pilar englobou as questões referentes às estruturas de mercado adequadas para a promoção da concorrência nos mercados de energia elétrica. Deste modo, foram analisados os resultados das experiências internacionais nos último 30 anos para uma efetiva liberalização e sua evolução ao longo tempo.

A experiência mostra que um ambiente competitivo demanda não só um grau de concentração compatível com as forças de mercado, como também é extremamente importante que as agências reguladoras estimulem e monitorem que um ambiente competitivo prevaleça ao longo do tempo.

O segundo pilar compilou as melhores práticas internacionais relacionadas a diversas questões tratadas na agenda regulatória de abertura do mercado cativo no Brasil, com a necessidade de ações favoráveis à concorrência através do empoderamento do consumidor, que pode ser alcançado com políticas de comunicação e transparência, realizadas tanto pelos agentes públicos quanto privados, em um mercado essencialmente complexo para a grande maioria dos consumidores.

O terceiro e último pilar se refere à necessidade de que a política econômica seja compatível com os objetivos perseguidos no processo de liberalização, em que se busca uma maior eficiência econômica. Assim, a questão dos subsídios e encargos onerando alguns consumidores no Brasil naturalmente emerge.

As ações recomendadas abaixo consolidam possíveis desenhos regulatórios e esforços de políticas públicas baseados nas melhores práticas internacionais, em especial visando incentivar um mercado de energia elétrica mais competitivo, centrado no consumidor, flexível e não discriminatório, através de aprimoramentos regulatórios no processo em curso de modernização do Setor Elétrico Brasileiro:

- i) Garantir a livre escolha de comercializador de energia ao consumidor regulado, fomentando práticas e ambientes competitivos no varejo;
- ii) Garantir que os preços de eletricidade reflitam a real demanda e oferta do sistema, sem caráter distorcivo;
- iii) Assegurar que não existam subsídios cruzados entre as atividades de transmissão, distribuição e comercialização ou entre outras ligadas ou não ao setor elétrico;

- iv) Garantir que o processo de abertura ao varejo não resulte em subsídios cruzados entre os consumidores do mercado livre e do mercado regulado ou entre diferentes categorias de consumidores;
- v) Garantir que o processo de abertura ao varejo não resulte em custos adicionais para os participantes do mercado de maneira discriminatória, em especial aos consumidores regulados;
- vi) Incentivar os investimentos prudentes, necessários e não distorcivos para o desenvolvimento da rede de transmissão (sinal locacional) e de distribuição e para a ampliação da capacidade instalada de geração. Nesse sentido, os subsídios diversos dados a certas categorias, sejam consumidores ou fornecedores (micro e minigeração distribuída, fontes incentivadas e consumidores especiais), como descontos na rede, devem ser gradualmente eliminados, com a alocação de custos globais a todos de forma não discriminatória;
- vii) Implementar uma agenda de abertura gradual do mercado, de modo a eliminar distorções dos contratos legados entre os ambientes de contratação livre e regulada. Soluções como os leilões de potência e de flexibilidade, visando a competição de fontes via neutralidade tecnológica e a efetiva remuneração da geração pelos atributos corretos fornecidos ao sistema, devem ser priorizadas, com a alocação de custos globais a todos de forma não discriminatória e isonômica;
- viii) Garantir que os consumidores finais tenham direito a agir como clientes ativos, sem estarem sujeitos a requisitos técnicos ou administrativos, procedimentos e taxas desproporcionais ou discriminatórios, assim como a tarifas de rede que não reflitam os custos;
- ix) Implementar e incentivar medidas para a concorrência efetiva entre comercializadores varejistas, engajamento do consumidor e resposta da demanda;
- x) Monitorar continuamente as questões relativas à concorrência, em especial para o mercado varejista, incluindo questões sobre risco sistêmico e instrumentos de segurança/supervisão do mercado, que abrange o desenvolvimento de *clearings* de energia e adensamento dos mercados futuros e bolsas de energia;

- xi) Implementar um amplo programa de comunicação, detalhando regras, riscos, oportunidades, responsabilidades e deveres associados à migração, de forma a potencializar e simplificar o processo de troca de fornecedor;
- xii) Incluir nas faturas informações transparentes, claras e concisas;
- xiii) Estabelecer canais de atendimentos acessíveis para os pequenos consumidores que atuem como disseminadores de informação, contribuindo para transparência e capacitação dos mesmos acerca dos respectivos direitos e deveres;
- xiv) Formatar ao menos um produto padronizado de preço fixo e dispor de ao menos uma ferramenta de comparação de preços, incluindo propostas a preços dinâmicos, de forma pública, transparente e simplificada;
- xv) Implementar a separação das atividades de distribuição e comercialização na forma jurídica e operacional, incluindo a separação das tarifas de comercialização de energia no varejo e do serviço monopolista de rede, assim como implementar tarifa multipartes (binômia). O operador da rede de distribuição deve atuar como um facilitador neutro da contratação da energia, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado;
- xvi) Estabelecer um código de conduta para os operadores de redes de distribuição verticalmente integrados (incumbentes) nas comunicações e imagens de marca, de modo a respeitar identidades distintas com relação ao eventual comercializador do mesmo grupo econômico;
- xvii) Recomendar que as empresas do setor elétrico e participantes do mercado otimizem a utilização da energia, através da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas inovadoras de fixação de preços e da introdução de sistemas de medidores inteligentes;
- xviii) Assegurar a proteção dos consumidores residenciais vulneráveis e em situação de pobreza energética, por meio da política social, do Supridor de Última Instância ou de outros meios que não as medidas intervencionistas de fixação dos preços de comercialização da energia;

- xix) Implementar regras para o Supridor de última Instância, bem como para a suspensão e religamento do fornecimento de energia a serem aplicadas para os consumidores inadimplentes ou que se enquadrarem em uma categoria vulnerável, bem como um amplo programa de comunicação, detalhando regras, riscos, oportunidades e responsabilidades nessa questão; e
- xx) Especificar as regras sobre o acesso aos dados do cliente final (*Open Energy*) pelas partes elegíveis, de forma não discriminatória e em simultâneo, de acordo com o regime jurídico aplicável e a Lei de Proteção de Dados. Os dados devem abranger a medição e o consumo, bem como aqueles necessários à mudança de fornecedor, à resposta da demanda e a outros serviços. O acesso aos dados deve ser fácil e sem custos adicionais pelo acesso ou disponibilização dos mesmos.

As recomendações acima se alinham, em grande parte, às diversas iniciativas de aprimoramentos regulatórios, já encaminhadas, com vistas à liberalização gradual do SEB e à recente iniciativa de modernização do setor enviada pelo MME, em direção a uma efetiva abertura de mercado no Brasil, no sentido de estabelecer um mercado varejista competitivo, centrado no consumidor, flexível e não discriminatório.

ANEXO A

Tabela 1: Potência Outorgada dos Maiores Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica dos Agentes do Segmento de Geração: 2023 (em MWh)

| Empresa | Potência Outorgada (kW) |
|--|--------------------------------|
| Eletrobras | 30.850.628,00 |
| Norte Energia S.A. | 11.233.100,00 |
| ENBPar | 8.990.000,00 |
| CTG Brasil | 8.058.306,00 |
| Petrobras | 5.578.041,00 |
| Enel | 5.558.018,00 |
| CPFL Energia | 4.525.720,85 |
| Engie | 3.847.715,33 |
| Jirau Energia S.A. | 3.750.000,00 |
| Santo Antônio Energia S.A. | 3.568.000,00 |
| Copel | 3.546.191,55 |
| Neoenergia | 3.096.543,00 |
| Cemig | 2.970.012,40 |
| AES Brasil | 2.658.350,00 |
| SPIC Brasil | 2.308.200,00 |
| Companhia Hidrelétrica Teles Pires | 1.819.800,00 |
| Âmbar Energia | 1.519.100,00 |
| Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) | 594.814,40 |
| Total | 104.472.540,53 |

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANEEL (2024).

ANEXO B

Tabela 1: Consumo de Energia Elétrica dos 10 Maiores Grupos Econômicos do Segmento de Distribuição: 2023 (em MWh)

| Distribuidoras | Consumo de Energia Elétrica (MWh) |
|------------------------|--|
| Celesc | 14.860.306,42 |
| Cemig | 24.236.715,16 |
| Copel | 18.344.779,96 |
| CPFL | 40.345.915,38 |
| CPFL Paulista | 19.650.943,60 |
| CPFL Piratininga | 7.552.482,12 |
| CPFL Santa Cruz | 1.979.672,85 |
| RGE | 11.162.816,81 |
| EDP | 13.771.133,99 |
| EDP-SP | 7.708.856,41 |
| EDP-ES | 6.062.277,58 |
| Enel | 47.411.304,81 |
| Enel SP | 29.363.479,34 |
| Enel CE | 10.101.655,74 |
| Enel RJ | 7.946.169,73 |
| Energisa | 30.392.986,88 |
| Energisa MT | 7.789.080,52 |
| Energisa MS | 4.227.552,22 |
| Energisa PB | 4.139.040,11 |
| Energisa RO | 3.457.519,82 |
| Energisa Sul-Sudeste | 3.140.195,45 |
| Energisa SE | 2.358.735,03 |
| Energisa TO | 2.320.177,61 |
| Energisa Minas-Rio | 1.287.647,93 |
| Energisa AC | 1.159.959,87 |
| Energisa Borborema | 375.993,26 |
| Energisa Nova Friburgo | 137.085,06 |
| Equatorial | 40.508.161,18 |
| Equatorial GO | 11.404.784,39 |
| Equatorial PA | 8.096.224,27 |
| Equatorial MA | 6.742.146,17 |
| CEEE-D Equatorial | 6.282.299,90 |
| Equatorial PI | 3.537.234,71 |
| Equatorial AL | 3.303.027,80 |
| CEA Equatorial | 1.142.443,94 |

| | |
|---------------------------------|-----------------------|
| Light | 14.317.116,80 |
| Neoenergia | 47.066.332,63 |
| Neoenergia Coelba | 16.556.898,83 |
| Neoenergia Pernambuco | 10.336.130,66 |
| Neoenergia Elektro | 10.328.566,17 |
| Neoenergia Brasília | 5.470.461,29 |
| Neoenergia Cosern | 4.374.275,68 |
| Total das Distribuidoras | 291.254.753,21 |

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANEEL (2024).

ANEXO C

Tabela 1: Cargas Representadas por Agentes Comercializadores Varejistas:
Posição de Fevereiro de 2025 (em MWh).

| Agente | Consumo Total (MWh) | % do consumo |
|-------------------------|---------------------|--------------|
| CEMIG GERACAO | 116656,81 | 8,45% |
| MATRIX COM | 97367,53 | 7,06% |
| EDP SMART | 82039,54 | 5,95% |
| ULTRAGAZ COM | 78131,15 | 5,66% |
| CPFL BRASIL VAREJISTA | 65235,57 | 4,73% |
| SOLENERGIAS | 57214,05 | 4,15% |
| ENEL TRADING | 55295,18 | 4,01% |
| AES TIETE INTEGRA | 44896,65 | 3,25% |
| COMERC POWER | 42325,42 | 3,07% |
| ENGIE BR CVE | 41043,96 | 2,97% |
| NC ENERGIA | 39022,30 | 2,83% |
| 2W | 38666,00 | 2,80% |
| RAIZEN POWER | 34117,89 | 2,47% |
| PRIME ENERGY | 32324,94 | 2,34% |
| COPEL COM | 29732,67 | 2,15% |
| AMERICA VAREJISTA | 29168,35 | 2,11% |
| ESFERA COM | 24064,62 | 1,74% |
| SANTA MARIA ENERGIA | 21050,61 | 1,53% |
| ENERGISA COM | 17884,25 | 1,30% |
| NEWAVE | 17101,63 | 1,24% |
| SERENA | 16549,45 | 1,20% |
| LUDFOR COMERCIALIZADORA | 16491,06 | 1,20% |
| ELETRON | 16085,50 | 1,17% |
| ECOM - V | 15289,18 | 1,11% |
| AMBAR COMERCIALIZADORA | 14953,90 | 1,08% |
| KROMA | 14502,12 | 1,05% |
| MIGRATIO | 14382,80 | 1,04% |
| NERIA VAREJISTA | 14177,48 | 1,03% |
| URCA | 14074,73 | 1,02% |
| TRADENER | 12352,42 | 0,90% |
| NOVA ENERGIA | 11506,23 | 0,83% |

| | | |
|-------------------------|----------|-------|
| BOVEN VAREJISTA | 11275,74 | 0,82% |
| AUREN | 11186,22 | 0,81% |
| TYR TRADING | 10039,26 | 0,73% |
| GENIAL ENERGY VAREJISTA | 10035,78 | 0,73% |
| GRID ENERGIA | 9510,93 | 0,69% |
| BANCO BTG PACTUAL | 9244,14 | 0,67% |
| BEP | 9172,58 | 0,66% |
| MERCATTO ENERGIA | 8819,11 | 0,64% |
| LOG ENERGIA | 8334,59 | 0,60% |
| QUANTA GERACAO | 8266,29 | 0,60% |
| RZK | 8119,86 | 0,59% |
| LUDFOR COM SP | 7289,35 | 0,53% |
| GRUPO BC | 6163,86 | 0,45% |
| MEGA WATT | 5890,36 | 0,43% |
| ELECTRA ENERGIA DIGITAL | 5879,61 | 0,43% |
| BOREAL COM | 5631,74 | 0,41% |
| LUZ VAREJISTA | 5331,09 | 0,39% |
| PARATY | 5159,66 | 0,37% |
| ENERGIZOU | 4817,05 | 0,35% |
| CMU COM VAREJISTA | 4782,89 | 0,35% |
| ACE | 4722,25 | 0,34% |
| SKOPOS ENERGIA | 4676,41 | 0,34% |
| SAFIRA VAREJO | 4164,62 | 0,30% |
| ENECCEL | 3995,83 | 0,29% |
| RBE ENERGIA | 3683,06 | 0,27% |
| GENCO | 3562,48 | 0,26% |
| ENGEFORM COM | 3534,23 | 0,26% |
| LUX | 3263,53 | 0,24% |
| BR ENERGIAS | 3115,50 | 0,23% |
| MILL | 3080,13 | 0,22% |
| FC FOUR | 3059,39 | 0,22% |
| PACTO COMERCIALIZADORA | 2969,65 | 0,22% |
| SPOT ENERGIA | 2900,76 | 0,21% |
| DEAL COMERCIALIZADORA | 2646,51 | 0,19% |
| MERCATTO COM | 2625,38 | 0,19% |
| BOLT BCE | 2616,98 | 0,19% |

| | | |
|------------------------------|---------|-------|
| AGE ENERGIA | 2552,33 | 0,18% |
| SIMPLE | 2497,45 | 0,18% |
| INDRA ENERGIA | 2381,82 | 0,17% |
| TRINITY ENERGIA | 2368,90 | 0,17% |
| BARIGUI ENERGIA | 2124,78 | 0,15% |
| TEMPO ENERGIA | 2116,54 | 0,15% |
| CASA DOS VENTOS COM | 2056,99 | 0,15% |
| NEWAVECOM | 1976,97 | 0,14% |
| AGORA ENERGIA | 1914,20 | 0,14% |
| APTCOM | 1805,31 | 0,13% |
| GUD COM | 1795,20 | 0,13% |
| CELESC GERA | 1654,01 | 0,12% |
| GUARANI | 1556,35 | 0,11% |
| PACIFICO COMERCIALIZADORA | 1319,02 | 0,10% |
| CRELUZ | 1315,83 | 0,10% |
| TONIELLO | 1162,58 | 0,08% |
| LIBRA ENERGIA | 1116,60 | 0,08% |
| SIMPLIFICA ENERGIA | 1055,37 | 0,08% |
| FOTOVO | 1043,74 | 0,08% |
| ARMOR | 1027,09 | 0,07% |
| BRAVO (PERFIL AGENTE) | 971,64 | 0,07% |
| OLYMPE | 945,46 | 0,07% |
| BID | 933,41 | 0,07% |
| ENEVA COM | 808,22 | 0,06% |
| ATMO | 789,88 | 0,06% |
| LIGHTCOM | 763,79 | 0,06% |
| RIALMA V | 729,60 | 0,05% |
| GREENYELLOW | 722,58 | 0,05% |
| AMB COM | 575,82 | 0,04% |
| NEU ENERGY | 477,88 | 0,03% |
| POWER TRADE | 446,59 | 0,03% |
| AMAGGI COMER | 420,64 | 0,03% |
| MEZ ENERGIA | 412,69 | 0,03% |
| INNOVARE VAREJISTA | 352,13 | 0,03% |
| CEL ENERGIA | 342,56 | 0,02% |

| | | |
|-----------------|--------|-------|
| EMEWE | 308,60 | 0,02% |
| LTS CONV | 294,31 | 0,02% |
| ITAMBE | 282,06 | 0,02% |
| CENTRAL | 265,96 | 0,02% |
| EVO ENERGIA | 241,57 | 0,02% |
| VOLTALIA COM | 187,20 | 0,01% |
| TRADER | 153,38 | 0,01% |
| GAMA | 149,29 | 0,01% |
| FLASH ENERGY | 148,79 | 0,01% |
| TC | 56,34 | 0,00% |
| PONTOON CONV SE | 17,66 | 0,00% |

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2025).

ANEXO D

Tabela 1: Montante de Venda de Energia pelos Agentes Comercializadores
Atacadistas: Posição de Fevereiro de 2025 (em MWmed)

| Agente | Vendas (MWmed) | % das vendas % |
|---------------------------|----------------|----------------|
| BANCO BTG PACTUAL | 6827,2 | 6,2% |
| SANTANDER COM | 6657,8 | 6,1% |
| RAIZEN POWER | 5175,9 | 4,7% |
| AUREN | 4975,4 | 4,6% |
| XP COMERCIALIZADORA | 3600,4 | 3,2% |
| ENEVA | 3587,9 | 3,3% |
| COPEL COM | 3519,7 | 3,2% |
| COMERC ENERGIA SA | 3398,4 | 3,1% |
| ENEL TRADING | 3242 | 3,0% |
| MATRIX COM | 2979,9 | 2,7% |
| EDP C | 2854,1 | 2,6% |
| CASA DOS VENTOS COM | 2657,7 | 2,4% |
| ENGIE BR COM | 2424,8 | 2,2% |
| CEMIG H COMERCIALIZACAO | 2232,6 | 2,1% |
| SERENA | 1935,7 | 1,7% |
| ITAU COM | 1863,4 | 1,7% |
| CPFL BRASIL | 1317,1 | 1,2% |
| ELECTRA ENERGY | 1259,5 | 1,2% |
| STATKRAFT | 1246,4 | 1,1% |
| ENEVA COM | 1239,2 | 1,1% |
| SEB - SHELL ENERGY BRASIL | 1170,6 | 1,1% |
| SOLENERGIAS | 1134,9 | 1,0% |
| MINERVA COM | 1116,7 | 1,1% |
| HYDRO ENERGIA | 1027,7 | 0,9% |
| CZARNIKOW | 943,5 | 0,8% |
| SAFIRA COM | 939,5 | 0,9% |
| ELERAC | 928 | 0,9% |
| ESFERA COM | 889,8 | 0,8% |
| ENERGISA COM | 852,4 | 0,7% |
| ABC BRASIL | 836,2 | 0,8% |
| ELETRON | 826,2 | 0,8% |
| ATMO | 825 | 0,7% |
| VITOL POWER | 787,4 | 0,7% |

| | | |
|------------------------------|-------|------|
| CESP COM | 779,9 | 0,7% |
| ECOM | 779,2 | 0,7% |
| LIGHTCOM | 697,3 | 0,7% |
| EDP SMART | 697,3 | 0,6% |
| DELTA ENERGIA | 690,9 | 0,6% |
| GENIAL ENERGY | 690,4 | 0,7% |
| AMERICA | 685,2 | 0,6% |
| TRADENER | 661,1 | 0,6% |
| STIMA ENERGIA | 656,5 | 0,6% |
| CAPITALE | 653,5 | 0,6% |
| MARFRIG COMERCIALIZADORA | 639,4 | 0,6% |
| PRIME ENERGY | 619,6 | 0,5% |
| BP | 617,6 | 0,6% |
| GENCO | 604 | 0,6% |
| ZETA ENERGIA | 600,6 | 0,5% |
| JBS COM SP | 589,2 | 0,5% |
| DANSKE COM | 547,5 | 0,5% |
| SQUADRA | 514,5 | 0,5% |
| NC ENERGIA | 484,1 | 0,5% |
| TRIA | 465,6 | 0,4% |
| LUDFOR COMERCIALIZADORA | 464,6 | 0,4% |
| KROMA | 432,7 | 0,4% |
| ULTRAGAZ COM | 430,1 | 0,4% |
| TEMPO ENERGIA | 420,5 | 0,4% |
| NOVA ENERGIA | 394,6 | 0,3% |
| PACIFICO COMERCIALIZADORA | 389,4 | 0,4% |
| NEWCOM | 362,7 | 0,3% |
| INFINITYENERGIAS | 362,5 | 0,3% |
| GRUPO BC | 350 | 0,4% |
| SAFIRA VAREJO | 349,8 | 0,3% |
| BOLT | 347,9 | 0,3% |
| AMBAR COMERCIALIZADORA | 347,4 | 0,3% |
| VOQEN | 341,5 | 0,3% |
| AMB COM | 331,6 | 0,3% |
| BRF COM | 327 | 0,3% |
| SIMPLE | 325,5 | 0,3% |
| VISTA ALEGRE COM | 319 | 0,3% |

| | | |
|-----------------------|-------|------|
| LUX | 318,1 | 0,3% |
| MENDUBIM GERACAO | 316,4 | 0,3% |
| SKER COM | 314,3 | 0,3% |
| BOVEN ENERGIA | 311,2 | 0,3% |
| TRINITY ENERGIA | 303,7 | 0,2% |
| SANTA MARIA ENERGIA | 290,8 | 0,3% |
| CGN BRASIL | 289,5 | 0,3% |
| IBITU COM | 275,5 | 0,2% |
| GOLD ENERGIA | 274 | 0,3% |
| THERA TRADING | 273,9 | 0,2% |
| GALB | 264 | 0,3% |
| PARATY | 254,4 | 0,2% |
| ELERAGESTAO | 245,8 | 0,2% |
| DEAL COMERCIALIZADORA | 230,9 | 0,2% |
| DIFERENCIAL | 230,8 | 0,2% |
| RENOVA COM | 229,4 | 0,3% |
| BOA SORTE COM | 219,7 | 0,1% |
| URCA | 218,8 | 0,3% |
| MIGRATIO | 208,4 | 0,1% |
| ASSURUA 4 5 HOLDING | 207,8 | 0,2% |
| GRID ENERGIA | 207,4 | 0,2% |
| CASA BLANCA COM | 199,2 | 0,2% |
| VERDADEIRO | 194 | 0,2% |
| HUMAITA COM | 192 | 0,2% |
| LIBRA ENERGIA | 185,4 | 0,1% |
| CSN ENERGIA | 161,5 | 0,2% |
| JUAZEIRO COM | 158,4 | 0,1% |
| MINERVA SA COM | 157 | 0,2% |
| CTGBRNE | 153,7 | 0,1% |

Fonte: Elaboração própria, a partir da Thunders, com base no InfoMercado CCEE (2025).

Referências

- ACER, Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (2024). Key developments in European electricity markets. ACER Market Monitoring Report (MMR)
- ACER, Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (2023a). Demand response and other distributed energy resources. ACER Market Monitoring Report (MMR).
- ACER, Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (2023b). Energy retail and consumer protection. ACER Market Monitoring Report (MMR).
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2024). Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo#!>. Acesso em: 13 de set. 2024.
- CADE (2016). Guia, Análise de Atos de Concentração Horizontal. Disponível em: [Análise de Atos de Concentração Horizontal](#)
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2025). Painel Mercado Varejista. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado-varejista>. Acesso em: 30 de abr. 2025.
- CMA (2016). Energy Market Investigation: Final Report.
- CMAP, Comitê de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (2019). Ciclo 2019. Relatório de Avaliação Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2019). Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. No EPE-DEE-NT-023/2019-r0.
- FGV, Fundação Getúlio Vargas (2023). Contribuição à Consulta Pública sobre Proposta de Diretrizes para Tratamento das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica com Vencimento entre 2025 e 2031. Centro de Estudo em Regulação de Infraestrutura.
- IEA (2023). Shares of home energy expenditure in average household incomes in major economies, 2021-2022.
- IOT Analytics (2024). Smart electricity meter market 2024: Global adoption landscape.
- Joskow, P. L. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization, The Energy Journal, Special Issue, The Future of Electricity pares in Honour of David Newbery.

- Joskow, P. L. *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.
- Joskow, P. L. (2006a). Markets for Power in the U.S.: An Interim Assessment. *The Energy Journal*, 27(1), 1-36.
- Joskow, P. L. (2006b). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies. In Sioshansi, F.; W. Pfaffenberger. *Electricity Market Reform: An International Perspective*, 1-32.
- Littlechild, S. C. (2002). Competition in retail electricity supply. *Journal des Economistes et des Etudes Humaines*, 12(2).
- Littlechild, S. C. (2018). The regulation of retail competition in US residential electricity markets. Report 28 February 2018. Disponível em: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/report-the-regulation-of-retail-competition-in-us-residential-electricity-markets-by-s-littlechild/>.
- MME, Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública Nº 131 de 26/07/2022, 2022a. Disponível em [MME \(2022a\)](#).
- MME, Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública Nº 137 de 03/10/2022, 2022b. Disponível em [MME \(2022b\)](#).
- Moselle, B.; Black, D. (2011). Vertical Separation as an Appropriate Remedy. *Journal of European Competition Law & Practice*, Volume 2, Issue 1, February 2011, Pages 84-90. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/jeclap/lpq054>.
- OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2023). Indicators of Product Market Regulation. Paris. Disponível em: <https://www.oecd.org/en/topics/sub-issues/product-market-regulation.html>.
- OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2020). *Environment at a Glance*.
- OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2005). *Environmentally Harmful Subsidies. Challenges for Reform*.
- OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2004). *Competition Policy in Subsidies and State Aid*, OECD Journal: Competition Law and Policy, Vol. 6/1, Paris.
- OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2020). *The COVID-19 crisis and state ownership in the economy: Issues and policy*. Paris.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2014). *The Size and Sectoral Distribution of SOEs in OECD and Partner Countries*. Paris.

Pepermans, G. (2018). European energy market liberalization: experiences and challenges. *International Journal of Economic Policy Studies* 13, 3–26.

Pindyck, R. S.; Rubinfeld, D. L. (2013). *Microeconomia*, São Paulo, Pearson Prentice-Hall.

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.

Scherer, F.; Ross, D. (1990). *Industrial market structure and economic performance*. Boston, HoughtonMifflin.

TCU, Tribunal de Contas da União (2024). *Sustentabilidade tarifária de energia elétrica*. Lista de Alto Risco da Administração Pública Federal. Segunda Edição.

UNCTAD (2020). *Market Concentration and Competition in the Digital Economy*. United Nations.

União Europeia (2019). *Diretiva de Eletricidade (UE) 2019/944*. *Jornal Oficial da União Europeia* L158/125.

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, Pages 113–149. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/joclec/nhv041>.

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: 978-85-7197-033-5

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