# Contribuição para a Consulta Pública MME Nº 113/2022 sobre Abertura de Mercado

FGV CERI

24 de agosto de 2022

FGV CERI
CENTRO DE ESTUDOS
EM REGULAÇÃO E
INFRAESTRUTURA

# Contribuição do FGV CERI para Consulta Pública sobre Abertura do Mercado[1]

## 1. Apresentação

Esse documento consiste de contribuição independente do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura (FGV CERI) para a Consulta Pública nº 131/2022, lançada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com período de contribuições de 26/07 a 24/08/2022, visando obter subsídios referentes à minuta de Portaria Normativa, que apresenta proposta de redução dos limites para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores (com carga inferior a 500 kW) no mercado livre.

Principais destaques da análise:

- A abertura é uma componente da reestruturação de mercados de eletricidade, processo que almeja prover benefícios para a sociedade – pessoas e empresas. O atingimento desses objetivos depende da forma como se articulam as componentes (Building blocks).
- O unbundling ou separação entre as atividades de rede – com características de monopólio natural sujeitas à regulação econômica – e comercialização de energia – exposta a regulação prudencial em mercados liberalizados - é parte fundamental da reestruturação.
- A ampliação do direito de contratar energia elétrica diretamente dos supridores beneficia consumidores quando o processo de formação de preços é funcional e capaz de refletir custos adequadamente. Essa fronteira ainda não foi enfrentada no modelo institucional do setor elétrico.
- Promover a abertura descuidando dos demais elementos significa atribuir aos consumidores riscos que podem ser de difícil gerenciamento.
- A experiência internacional revela dificuldades de avançar no exercício da contratação direta, baixo volume de trocas (switching) de supridores e vantagens para a empresa incumbente. Combinados, esses elementos limitam a eficácia da abertura e recomendam um bom desenho que confira tratamento adequado para consumidores que permaneçam atendidos no ambiente regulado - a figura do comercializador regulado de energia e do *Supplier of Last Resort*.
- O término da vigência de um conjunto representativo de concessões de distribuição representa oportunidade ímpar para avançar na reestruturação, adaptando contratos de modo a estabelecer direitos, obrigações e conferir incentivos compatíveis com um mercado liberalizado funcional.
- O sucesso de adaptações no desenho de mercado, a exemplo da abertura proposta na CP 131/22 MME, depende de propostas que sejam política e administrativamente factíveis.

[1] As manifestações expressas pelos membros da equipe da Fundação Getulio Vargas, em que são identificadas como tal, em artigos e documentos em geral, representam exclusivamente as opiniões de seus autores e não necessariamente a posição institucional da FGV.

## 2. OPORTUNIDADES DE MELHORIA DE GOVERNANÇA E REPRESENTATIVIDADE

Muito meritória a iniciativa do MME de submeter à consulta pública a proposta de redução dos limites para contratação no mercado livre, em continuidade ao processo iniciado com a edição da Portaria MME nº 514, de 27/12/2018, e sequenciado pela Portaria nº 465, de 12/12/2019.

**Nesta seção, tecemos considerações acerca da oportunidade de aperfeiçoar a governança, especialmente quanto à representatividade, de modo a preservar competências institucionais e robustecer o processo decisório**.

Na documentação disponibilizada na presente CP, a Nota Técnica nº 16/2022/ASSEC, que a subsidia, mediante avaliação dos estudos apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e proposição de minuta da Portaria Normativa do MME, se faz acompanhar dos expedientes de encaminhamento e das Notas Técnicas correspondentes.

No caso da CCEE, as Notas Técnicas (incluindo a complementar) e a Carta de seu envio ao MME foram firmadas pelo Presidente do Conselho de Administração daquela Instituição. Já no que se refere à ANEEL, o Ofício de encaminhamento da Nota Técnica ao MME foi firmado pelo Superintendente de Regulação Econômica e Estudos de Mercado, com o seu "De acordo" na referida NT. Desta, consta o *disclaimer* (padrão) "A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência".

Ao longo de suas avaliações, a ASSEC/MME assume que os entendimentos e recomendações constantes da Nota Técnica nº 8/2022-SRM/ANEEL refletem o posicionamento institucional da Agência, quando diz "a ANEEL entende (...)" ou "a ANEEL recomenda (...)".

Com todo o respeito às áreas técnicas da ANEEL, em particular à competente e dinâmica SRM, as opiniões expressas em sede de Nota Técnica sobre matéria que não tenha sido delegada competência decisória pela Diretoria, destinam-se apenas a subsidiar as deliberações da Agência, notadamente por meio do seu Colegiado.

A par de não se vislumbrar nos normativos da ANEEL (Regimento Interno, Normas de Organização, etc.) competência das Superintendências para responder por posicionamento institucional da Agência, vale lembrar aqui dois delicados momentos na história da Autarquia onde essa questão aflorou de maneira bastante traumática.

O primeiro, por ocasião da implementação de disposições da Medida Provisória nº 579/2012, na qual Notas Técnicas foram elaboradas por unidades organizacionais da ANEEL e enviadas ao MME diretamente ou por intermédio do então Diretor-Geral, <u>sem contar com a apreciação da Diretoria Colegiada</u>, a exemplo da fixação da receita inicial de geração e de definição do valor novo de reposição de empreendimentos de geração.

Na oportunidade, houve forte reação – inclusive com censura ao procedimento adotado – por parte de Diretores da Agência que não participaram das tratativas com o "petit comité" ministerial/palaciano responsável pela instrução da referida MP.

O segundo, se deu quando do encaminhamento, pelo Diretor-Geral da Agência à época, da "Contribuição da ANEEL à Consulta Pública nº 33/2017-MME", consubstanciada na Nota Técnica nº 01/2017-ASD-SRM-SGT-SRG-SCG-SRT, a qual mereceu reparos por parte de pelo menos um Diretor, segundo o qual "o documento não expressava a posição da Diretoria da ANEEL".

Dada ainda a natureza, a sensibilidade e o nível de discricionariedade associado à abertura de mercado, quer nos parecer que o estudo em comento, por não necessariamente refletir a visão institucional da Agência, mas apenas a da área técnica mais afeta ao tema, haveria que ser relativizado em algumas de suas recomendações, especialmente as que apresentem relevante divergência em relação a contribuições (na TS nº 10/2021-ANEEL) de entidades representativas do segmento consumo**.**

Doravante, espera-se que esses apontamentos e as presentes reflexões possam contribuir para a melhoria da governança institucional, a preservação de competências e o fortalecimento da representatividade dos órgãos e das entidades.

## 3. ANTECEDENTES

A liberalização dos mercados de eletricidade é um movimento que tem lugar nas últimas décadas do século XX em diversas regiões do mundo, com destaque para Europa, América do Sul.

No Brasil, a reestruturação do setor elétrico começa na década de 1990; contudo, o processo não é linear. Uma das peculiaridades da forma que toma aqui essa reestruturação é a tímida evolução do processo de liberalização. Apesar de formalmente instituído no arcabouço legal e regulatório, o mercado livre até hoje revela evolução aquém do esperado ou defendido por diversos grupos.

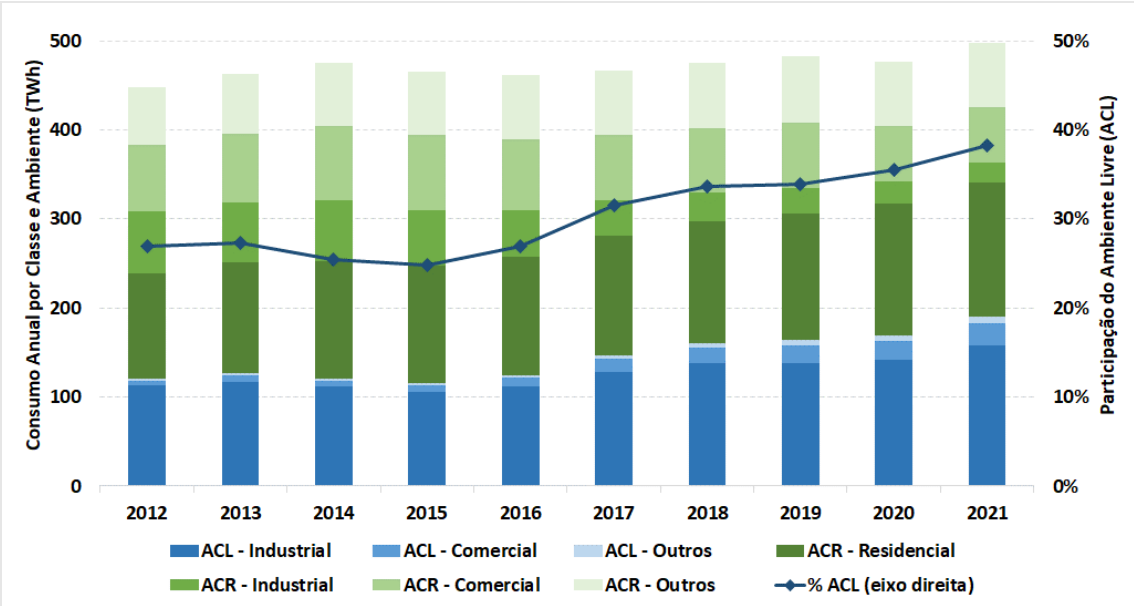
A Nota Técnica nº 10/2022 - SRM/ANEEL, disponibilizada como documento de suporte à proposta do MME, descreve a evolução da abertura sob a perspectiva dos normativos e dos dados que evidenciam como se deu o processo. O modelo estabelecido pela Lei 10.848/2004 cria uma distinção de dois ambientes de contratação - livre (ACL) e regulado (ACR). A Figura 1 apresenta a evolução do consumo nos dois ambientes.

A aceleração da participação da contratação no ambiente livre - ou o exercício da contratação direta - é tema que ganha novo fôlego desde 2016, com a proposta de reforma do setor elétrico. A não aprovação de propostas para o tema no Congresso dificultou, mas não impediu o avanço da competição no varejo (*retail competition)*.

Conforme consta da NT 10/22, a Portaria MME 514/2018 dispõe sobre a redução dos limites de carga para contratação dos consumidores de energia elétrica no ACL. Posteriormente, a Portaria 514/2019 MME determina que ANEEL e CCEE deveriam apresentar estudos para subsidiar normativo para ampliar o universo de consumidores

aptos a contratar energia elétrica diretamente junto a supridores, reduzindo os limites mínimos para o exercício dessa opção para consumidores com carga inferior a 500 kW. A CP em tela representa evolução desse processo.

**Figura 1 – Evolução do Consumo no Brasil nos Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e Regulado (ACR) e Classe de Consumo**




Fonte: FGV CERI com dados da EPE (2022)

Para compreender os impactos de um avanço da abertura, vale recorrer a artigo de Joskow (2008), que revisita lições aprendidas na liberalização de mercados de eletricidade (L*essons Learned from Electricity Market Liberalization*) à época transcorridos 20 anos. No texto, o autor resgata o objetivo das reformas: criar novos arranjos institucionais para o setor, capazes de prover benefícios de longo prazo para a sociedade, assegurando que consumidores pudessem se apropriar de ganhos desse processo, através de preços que refletissem o custo econômico eficiente de ofertar eletricidade e com atributos de qualidade que refletisse valoração dos usuários (tradução livre, p.11).

Ressalvando o espaço para especificidades ou nuances, Joskow resgata a prescrição da reforma através de um conjunto de 11 componentes. Destacamos aqui um conjunto delas relevante para os efeitos dessa análise: a. Privatização dos segmentos que admitem entrada, ou seja, não sujeitos a economias de escopo e escala características de monopólios naturais; b. Separação vertical de segmentos potencialmente competitivos (geração, comercialização e oferta no varejo) e segmentos que permanecem regulados, como as redes. (...); e. Criação de instituições de mercado para negociação voluntária - mercado *wholesale* para negociação à vista ou de curto prazo (spot), por exemplo; f. Desenvolvimento de instituições ativas no lado da demanda, que permitam aos consumidores reagir a variações dos preços no mercado *wholesale*, com

plena integração da resposta da demanda aos preços da energia e critérios de confiabilidade nos mercados wholesale e retail; (...); h. *Unbundling* das tarifas de r*etail* para separar preços da energia de outras componentes que se referem a itens regulados – serviços de rede – que continuam a ser providos em regime de monopólio; (...); e k. Desenho e implantação de mecanismos de transição do sistema vigente para o novo. Tais mecanismos devem ser compatíveis com o desenvolvimento de mercados competitivos funcionais.

Observa-se que o último componente discutido por Joskow (2008) - *os mecanismos de transição devem ser compatíveis com o desenvolvimento de mercados competitivos funcionais* - **articula os 10 itens apresentados**. Tais mecanismos incluem separação vertical, entrada nos segmentos competitivos, criação de mercados e determinação de tarifas de varejo que separem componentes ofertados em condições competitivas de outros referentes a serviços de rede prestados em regime de monopólio.

Essa conexão é fundamental para o atingimento dos objetivos da reestruturação, ou seja, a abertura do mercado não ocorre no vácuo: seu objetivo precípuo é permitir que consumidores possam se beneficiar da competição na geração e/ou no suprimento.

A proposta em análise no âmbito da CP 131/22, em atendimento ao comando da Portaria 514/2018 MME, alterada pela Portaria 465/2019, propõe abertura limitada. Com efeito, o cronograma para abertura inclui os consumidores de alta tensão, mantendo-se silente quanto à extensão do *retail competition* ao segmento de baixa tensão, que atualmente representa 48% do consumo nacional e engloba 86,7 milhões de unidades consumidores em 2021 (EPE, 2022). Mesmo que não haja previsão para a abertura extensiva à baixa tensão, a proposta de reforma em tramitação no Congresso Nacional dispõe sobre isso, o que recomenda refletir sobre as consequências e lições aprendidas por países e regiões que já avançaram nesse processo.

Gera atenção o fato de no Brasil estarem ainda unidas as atividades de fio (distribuição) e energia. Se por um lado essa arquitetura fez sentido em um passado recente, estruturado em compras centralizadas de energia com *pass-through* dos custos e regulação por incentivos, hoje precisa ser revista. A atividade de fio tem todas as características de um monopólio natural, onde a regulação desempenha papel relevante na determinação de preços e qualidade. A comercialização não segue esta mesma lógica e se sujeita a outro tipo de regulação, prudencial. A falha ou demora em promover esta separação compromete a transparência com relação às componentes de custos. Considere-se, por exemplo, o caso da alocação dos custos das perdas. Perdas técnicas deveriam, por lógica, serem alocadas na atividade fio. Contudo, como atribuir responsabilidade pelas perdas não técnicas e o seu combate diante de uma situação de abertura de mercado sem *unbundling*? Continuariam a ser integralmente arcadas pela distribuidora verticalizada e seus clientes?

Um benefício adicional – e importante - de uma abertura com *unbundling* é criar as condições para que a empresa que presta serviços de rede de distribuição foque em seu core business, modernizando suas atividades de forma mais eficiente e inovando. Como

exemplo, a digitalização das redes e da medição podem agilizar (i) a inserção dos recursos energéticos distribuídos, (ii) a criação de novos negócios, (iii) inovação nos desenhos de tarifas que melhor recepcionem a descentralização em curso no setor.

Resta claro que o benefício da abertura é garantir aos consumidores acesso a preços que reflitam eficiência econômica e que suas decisões de consumo sejam compatíveis o valor que atribuem aos serviços de eletricidade. Nesse contexto, **a pergunta relevante é em que medida a abertura tal como proposta será benéfica para os consumidores se o processo de formação de preços subjacente não é conducente à eficiência econômica. Será que é suficiente promover a abertura sem atentar para os elementos do desenho de mercado?** Para tentar responder ou subsidiar uma resposta a essa pergunta, vale discutir os diferentes estágios de evolução do desenho de mercados de eletricidade.

Na seção seguinte, são apresentadas referências a literatura e experiências mais recentes que corroboram a importância de refletir sobre como a proposta de abertura em tela depende de articulação com outros componentes do desenho de mercado para promover os almejados benefícios para a sociedade em geral.

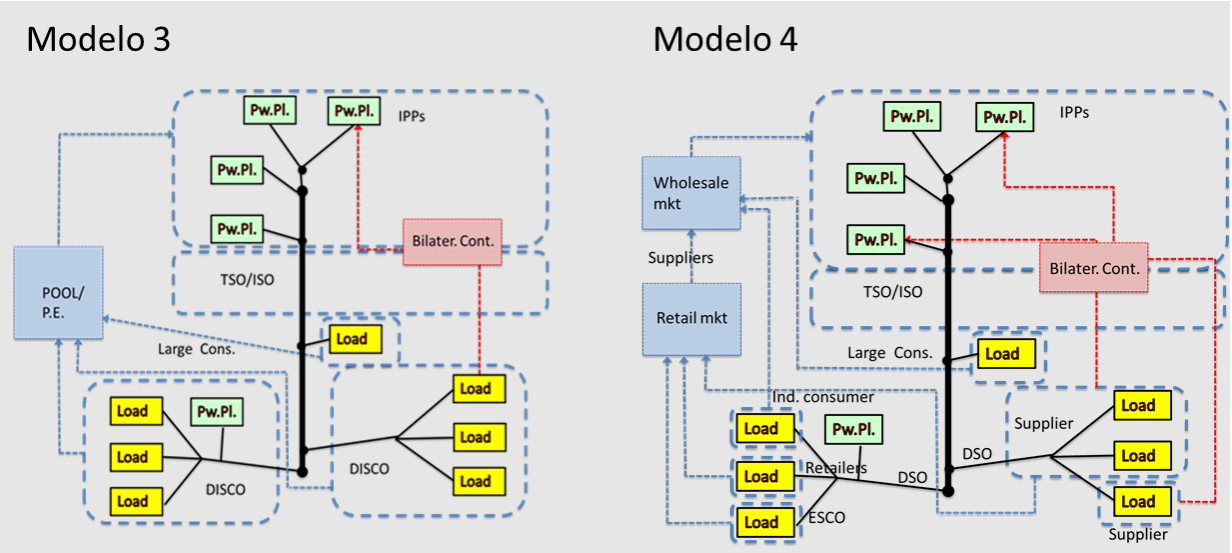
## 4. Evolução do Desenho de Mercados de Eletricidade e o Setor Elétrico no Brasil

De forma geral, a competição no setor de energia elétrica se refere às atividades competitivas de comercialização (mercados de atacado e varejo) e segmento de geração, enquanto a transmissão, distribuição e operação possuem características de monopólio natural. O desafio da separação vertical (*unbundling)* é separar atividades que antes eram verticalizadas, perdendo os possíveis ganhos de coordenação.

A estrutura para representar a organização da indústria elaborada por Hunt (2002) e amplamente referenciada é representada por quatro modelos, os quais são compreendidos como estruturas canônicas para entender a evolução do desenho de mercados de eletricidade. O primeiro é o monopólio verticalmente integrado, com todas as atividades dentro da mesma empresa, modelo que perdurou por muitos anos da indústria. O Modelo 2, chamado de *single buyer,* consiste em apenas um comprador, inserindo competição (ainda que limitada e dependendo do desenho dos contratos) no segmento da geração, sendo este o primeiro passo em uma reestruturação. Neste, uma empresa monopolista (geralmente integrada também com o operador do sistema) é a única compradora de eletricidade dos geradores e possui monopólio de atendimento aos consumidores finais de uma região geográfica. Devido a existência de um monopsônio, os preços do atacado (pelos quais são vendida a energia pelos geradores) são regulados; contudo, a determinação dos preços não necessariamente segue um regime de *cost-of-service*, podendo ser definido em leilão. O custo da *utility* é integralmente repassado aos consumidores e os geradores são remunerados pelos termos de um mercado de longo-prazo (devido à ausência de um mercado).

A partir de então, arranjos comerciais precisam se desenvolver para separar a operação do sistema e avançar para os Modelos 3 e 4 (Figura 2). No Modelo 3, o segmento da geração é completamente competitivo, os compradores (demanda) são formados por distribuidoras e consumidores elegíveis à livre comercialização da eletricidade – as distribuidoras permanecem com monopólio sobre consumidores não elegíveis. Nesta etapa, que seria uma preparação para entrada no modelo 4, os preços do mercado atacadista podem ser aprovados pelo regulador ou outra organização. A característica mais relevante neste Modelo é a competição na produção e a presença de um mercado atacadista (*Power Exchange* ou mesmo uma *Power Pool* – Pool/PE). O Modelo 4 adiciona competição total no varejo. Abaixo uma representação dos Modelos 3 e 4.

**Figura 2 – Modelos de Estrutura de Mercado de Sistemas Elétricos**




Fonte: Cretì & Fontini (2019)

Ressaltamos que o Pool/PE representado no Modelo é o *locus* ou *marketplace* onde ofertantes e demandantes negociam contratos, podendo ser spot ou longo prazo. Enquanto no Pool a participação é mandatória - todos as partes que negociam energia são obrigadas a participar -, na Power Exchange a participação é voluntária - geradores e carga podem negociar antes da entrega efetiva da energia elétrica. Em ambos os casos, t**rata-se de ambiente regulado de negociação de contratos e de registro de posições comerciais.** Desta forma, na Exchange regulada a contraparte de cada agente na transação é uma contraparte central. Por sua vez, contratos bilaterais são contratos financeiros, caracterizados como derivativo ou transações estruturadas com finalidade de hedge e obrigações de serviço.

No Brasil, os chamados *preços spot* são em realidade custos marginais de operação calculados a partir de uma cadeia de modelos (Newave, Decomp e Dessem), limitados a piso e teto, estabelecidos regulatoriamente, para fins de liquidação das diferenças. Não é sequer possível afirmar que eles representam o real custo marginal de operação do sistema, uma vez que a curva de oferta usada pelo operador é determinada por custos definidos pela ANEEL a partir de resultados de leilões (que não necessariamente

refletem o real custo de oportunidade dos geradores), e a demanda é uma previsão de demanda também realizada pelo ONS.[2] Consequentemente, muitas vezes despachos por garantia energética fora da ordem de mérito precisam ser e/ou são realizados, explicitando um custo marginal real mais alto do que o calculado ou que o teto regulatoriamente estabelecido.

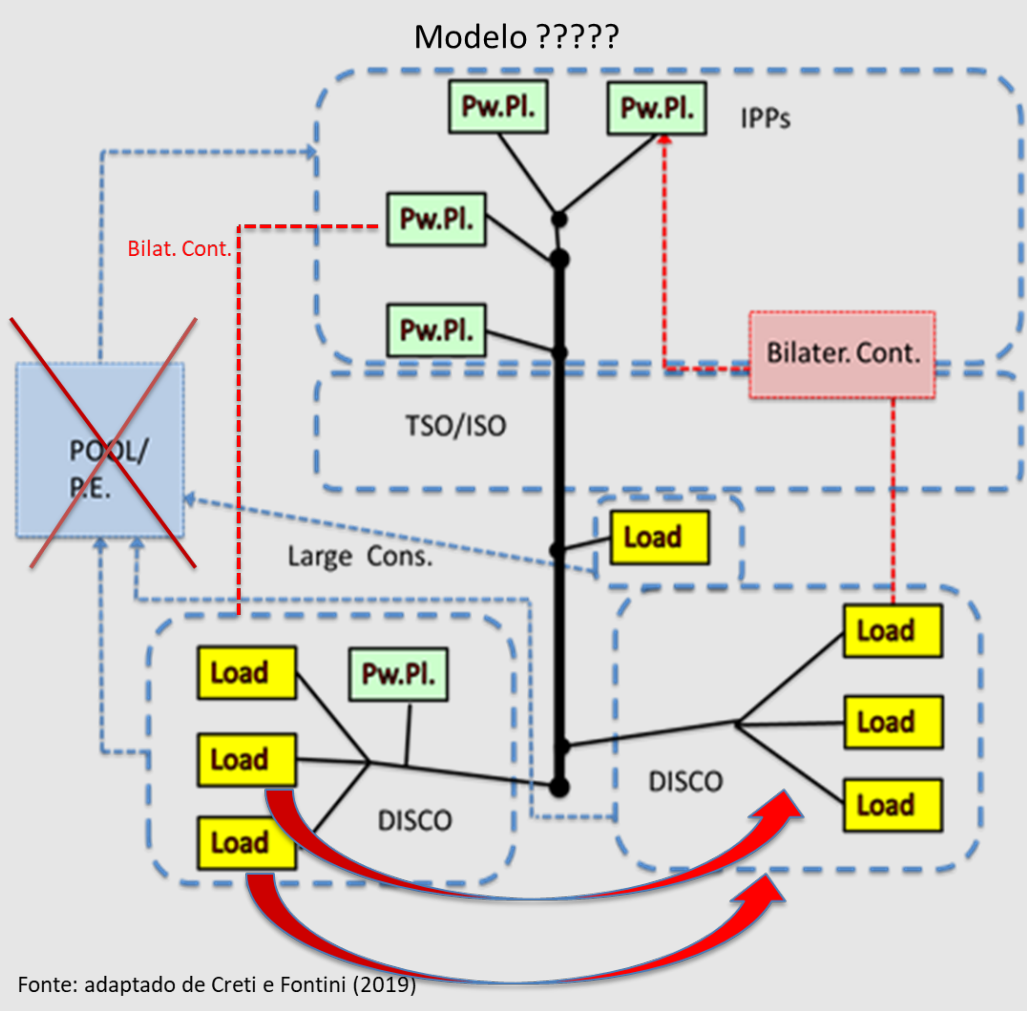
O Brasil não conta com um mercado atacadista (*wholesale)*, tão pouco detém uma estrutura de um *sinlge buyer* que seja uma empresa verticalizada a parte da geração[3]. Já teve lugar uma separação vertical ou *unbundling* da distribuição de um lado, e das atividades de transmissão, de outro; contudo, remanece a necessidade de promover uma efetiva separação entre serviços de distribuição (rede) e comercialização (energia). Ainda que as distribuidoras sejam "passivas" no processo de contratação da energia necessária ao atendimento de seus mercados, na prática, continuam responsáveis por seu atendimento e expostas – em alguma medida e de modo importante – a riscos de variações de seus mercados. Não por outra razão, desde o advento da pandemia e mesmo em face de outras crises, medidas legais e regulatórias foram desenhadas para reestabelecer condições mínimas para seu equilíbrio econômico-financeiro, a exemplo da Conta Covid e da Conta ACR.

A CP MME nº 131/2022 não indica um movimento em direção ao Modelo 4 (ainda que desprovido do mercado atacadista), pois a consulta é silente quanto à separação entre distribuição e comercialização. A proposta que consta da consulta pública trata da possibilidade de redução dos requisitos e consequente aumento da participação de consumidores no ambiente de contratação livre (ACL) – representados pelas cargas (Load) na Figura 3. Como se percebe pelas setas vermelhas representadas na parte de baixo da figura, as cargas que constam do retângulo inferior direito representam consumidores que passam a contratar energia bilateralmente (retângulo vermelho, que representa aspectos comerciais da relação), apesar da distribuidora permanecer prestando serviços de rede. Ainda que esse movimento se torne crescente, as transações continuam a não se dar por meio de um *pool,* o que é ilustrado pelo X à esquerda.

[2] Cretì e Fontini (2019) discutem as consequências negativas para a eficiência de estabelecer um teto para negociações no mercado que seja inferior ao VOLL, ou Value of Lost Load.

[3] A figura de um *single buyer* contempla um compartilhamento de risco na figura desse comprador; no Brasil, ao contrário, a partir dos leilões são firmados contratos bilaterais entre vendedores e compradores, na proporção de suas demandas declaradas por estes para o atendimento às suas necessidades de contratação no ambiente regulado.

**Figura 3 – Estrutura de Mercado Indefinida e Incompleta no Brasil**




Fonte: adaptado de Creti e Fontini (2019)

Esta abertura altera marginalmente a estrutura do setor; contudo, a estrutura proposta apresenta uma sequência distinta, ou seja, apresenta um movimento "fora da ordem". Mas quais são as implicações da sequência proposta? Primeiramente, as vantagens de migrar para a competição no varejo seriam inovação e preços mais eficientes para consumidores que historicamente hoje expostos a tarifas flat (reguladas); contudo, ainda não refletem o custo da produção de energia.

A experiência internacional traz lições importantes acerca dos efetivos resultados obtidos com a liberalização nos mercados de eletricidade, como se verá em sequência.

## 5. Evidências acerca da experiência internacional na liberalização dos mercados de eletricidade

Nos Estados Unidos, alguns estados deram início a reforma do mercado de varejo sem ter completado a transição para o modelo 3 (Arizona, Ohio, Montana, Illinois, Michigan e Virginia). No estado de Illinois, o *Neutral Fact Finder* (NFF) era usado para calcular o valor de mercado anual da energia; porém, as estimativas não eram robustas. Em

consequência, criou-se espaço para comportamento oportunista (*gaming)* explorado por alguns varejistas.[4]

O acesso ao mercado de varejo para consumidores residenciais está presente em 14 estados norte-americanos. Em quase todos – à exceção do Texas, onde a distribuidora não pode se engajar na comercialização –, a distribuidora tem a obrigação de suprir o consumidor que não opta por nenhum varejista a uma tarifa que precisa repassar os custos do *wholesale.*

Bushnell et al. (2017) apresentam uma revisão dos efeitos da reestruturação do setor nos EUA. Além deles avaliarem o impacto da reestruturação dos mercados *wholesale* na competitividade no setor de geração e mercados futuros, analisam a eficiência dos investimentos no curto e longo prazo e também o impacto da abertura do varejo, para competição, nos preços para os consumidores e competitividade no setor de varejo. Nesta última análise, não encontram evidência de que aumento de competitividade, nem de redução de preços aos consumidores. Na análise de Bushnell et al. (2017), os consumidores ainda têm um aparente custo de troca alto, sendo a maioria servido pelos supridores de última instância.

Borenstein & Bushnell (2015) fazem também uma análise dos efeitos da reestruturação nos mercados de energia elétrica. Apesar de no período analisado (1997-2007) as tarifas terem aumentado relativamente mais nos estados reestruturados, ao investigar a causalidade, eles mostram que o efeito do preço do gás natural (que teve um aumento significativo durante o período inicial da amostra) foi maior nos estados reestruturados. A abertura do mercado atacadista foi acompanhada, em muitos casos, da ampliação da participação do gás natural, responsável em geral pela geração marginal, determinando o preço spot do mercado de curto prazo. Como os autores discutem, a liberalização dos anos noventa foi impulsionada pela perspectiva de preços estáveis e competitivos do gás natural, tornando atrativa a comercialização direta no mercado atacadista por consumidores elegíveis. O acesso a custos marginais atacadistas menores do que o custo médio histórico embutido nas tarifas reguladas impulsionou a liberalização parcial, fenômeno análogo a adesão à geração distribuída incentivada por mecanismos de compensação de energia (net metering/net billing).

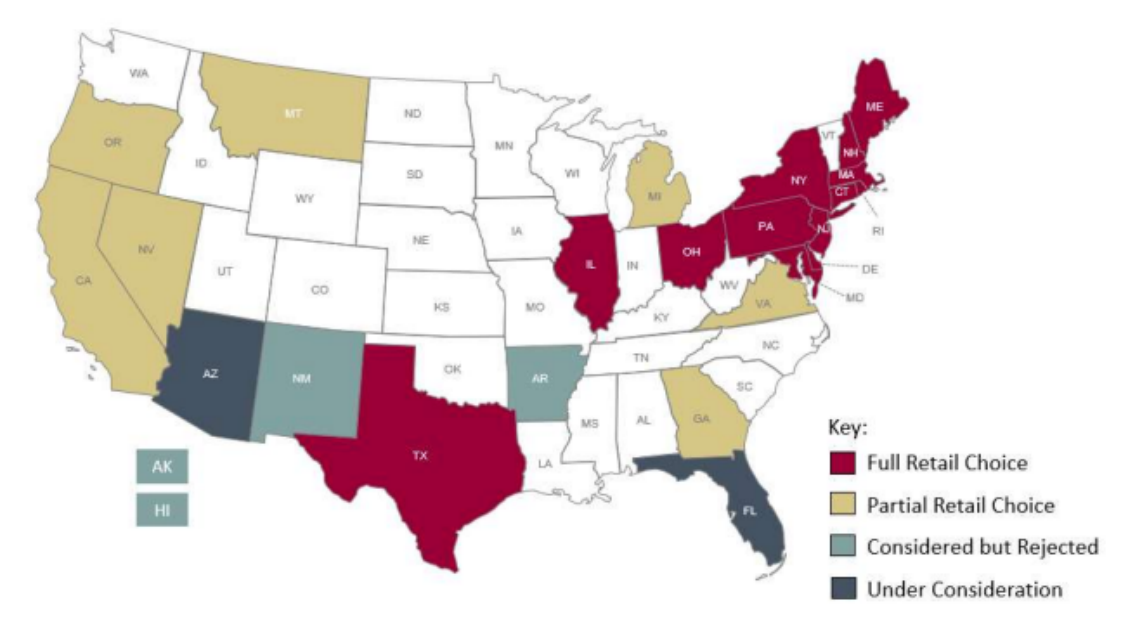
A Figura 4 apresenta os estados americanos com abertura no mercado de varejo e a Tabela 1 mostra a evolução do mercado de varejo nesses estados.

Joskow (2022) também ressalta a baixa taxa de trocas de comercializadores e resultados aquém do esperado (em termos de redução de preços e competitividade), impactando os mercados de *wholesale* com uma demanda menos elástica do que esperado.

Na Espanha, onde o varejo foi aberto para competição em 2009, Enrich et al. (2022) encontram evidência de (alguma) inovação nos preços aos consumidores; entretanto, mais de 80% dos usuários ainda são supridos pela distribuidora incumbente, seja pela sua comercializadora (separada do fio), ou por tarifas reguladas.

[4] Hunt (2002).

**Figura 4 - Estados Americanos com Abertura no Mercado de Varejo**




Fonte: Quilici et al. (2019)

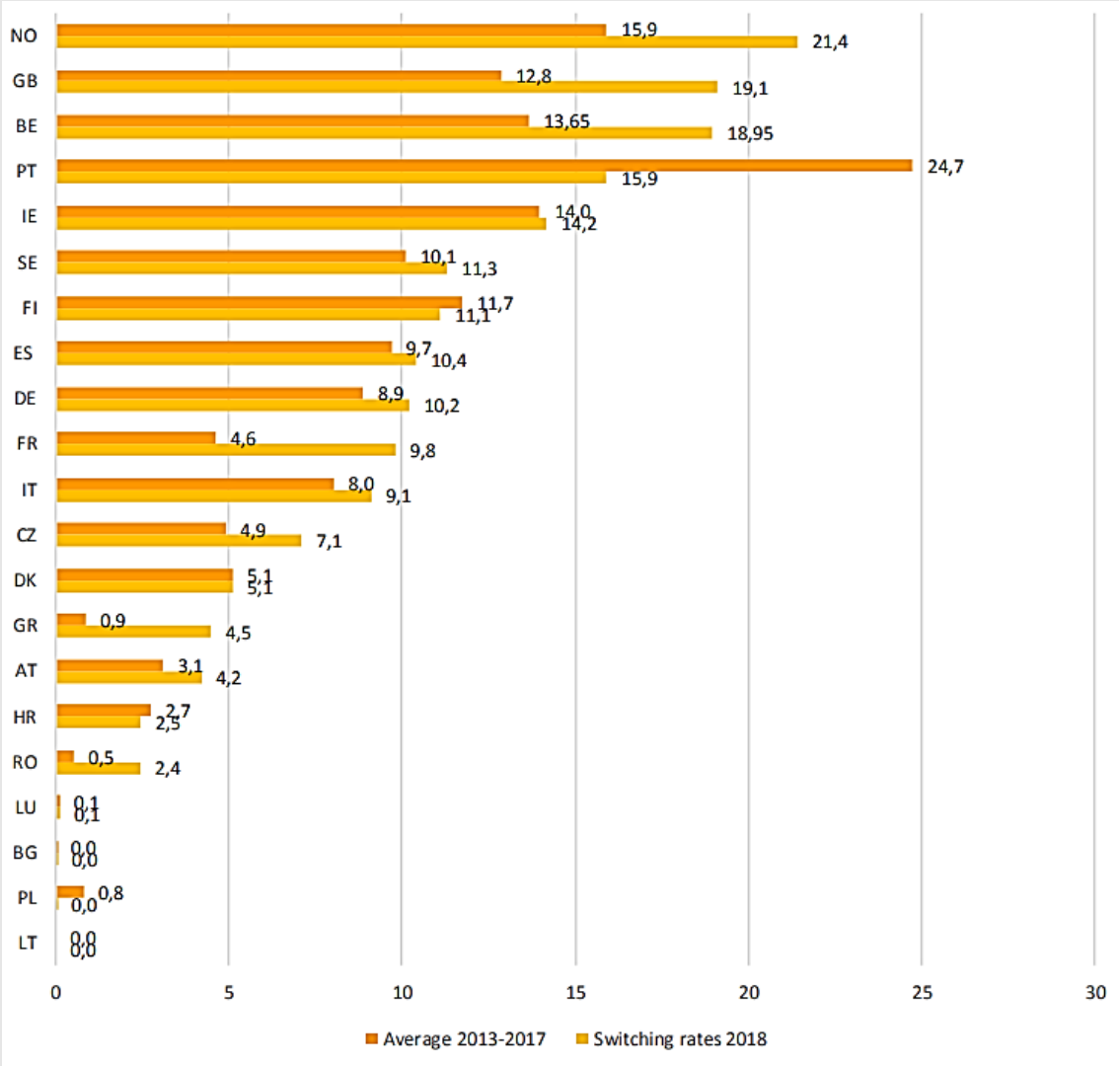
**Tabela 1 - Evolução da adesão à livre comercialização em estados americanos com varejo competitivo**

| State/Jurisdiction | **2007** | **2014** | **2016** |
|---|---|---|---|
| CT Connecticut | 4.0% | 38.0% | 31.4% |
| DC Washington DC | 1.1% | 14.1% | 14.7% |
| DE Delaware | 1.5% | 10.3% | 10.3% |
| IL Illinois | 0.0% | 64.5% | 45/41% • |
| MA Massachusetts | 10.6% | 18.6% | 38.9% |
| MD Maryland | 2.5% | 23.6% | 19.8% |
| ME Maine | 0.5% | 24.5% | 19.0% •• |
| NH New Hampshire | 0.0% | 18.8% | 19.1% |
| NJ New Jersey | 0.0% | 14.7% | 15.0% |
| NY New York | 10.0% | 20.6% | 18.2% ••• |
| OH Ohio | 6.1% | 54.0% | 51.3% |
| PA Pennsylvania | 2.2% | 36.6% | 34.5% |
| RI Rhode Island | 0.0% | 5.2% | 12.0% |
| TX Texas | 100.0% (40%) | 99.8% (59%) | 100.0% (67%) |
| Total | **18.3%** | **43.9%** | **42.8%** |

Fonte: Littlechild (2018).

A Figura 5 apresenta as taxas de trocas de comercializadores entre consumidores domésticos de eletricidade nos Estados-Membros da União Europeia para 2018 e a média entre 2013-2017, apontando para diversidade significativa entre os países e persistência de taxas relativamente baixas de mudanças ao longo dos anos, após a abertura do mercado de varejo na União Europeia.

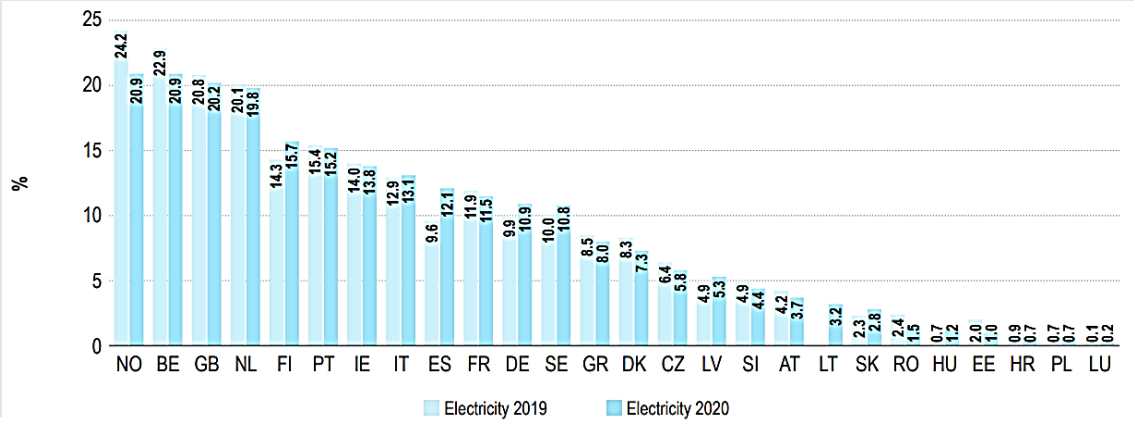
**Figura 5 – Taxa de Trocas de Comercializadores por Consumidores Domésticos dos Estados-Membros da União Europeia até 2018**




Fonte: CEER (2019).

A Figura 6 apresenta as taxas de trocas de comercializadores entre consumidores domésticos de eletricidade nos Estados-Membros da União Europeia para 2019 e 2020. Os Estados que apresentam taxas de mudança de fornecedor mais elevadas são os mesmos para a eletricidade e o gás natural, o que aponta que fatores estruturais subjacentes favorecem a troca de fornecedor entre os consumidores de energia (ACER/CEER, 2021).

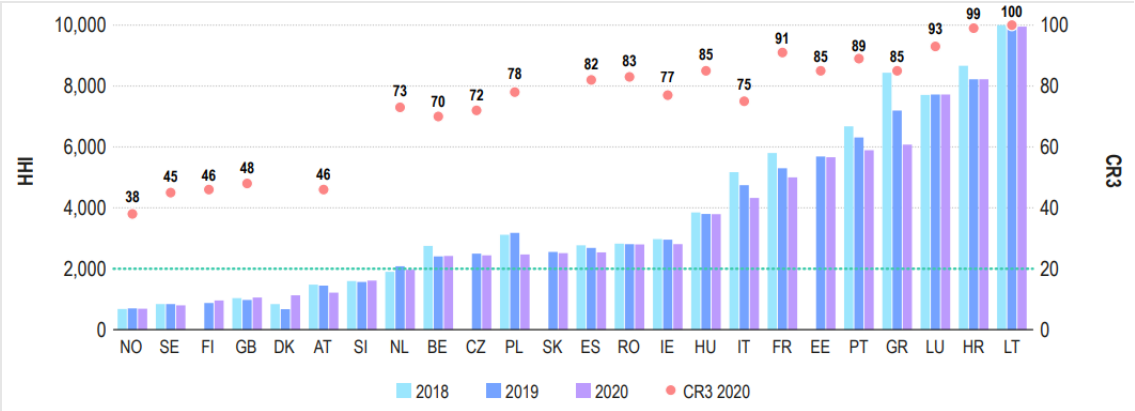
**Figura 6 – Taxa de Trocas de Comercializadores por Consumidores Domésticos dos Estados-Membros da União Europeia em 2019 e 2020**




Fonte: ACER/CEER (2021).

A concentração entre os comercializadores de varejo pode indicar o grau de competitividade do mercado. A Figura 7 apresenta o Herfindahl Hirschman Index (HHI) e o market-share dos três principais agentes atuantes (CR3) no mercado em cada Estado-Membro da União Europeia. Considerando o HHI, apenas oito países registram baixos níveis de concentração (HHI < 2000) em 2020. A maioria dos países apresenta elevado HHI e CR3, o que pode contribuir para a baixa taxa de trocas de comercializadores pelos consumidores domésticos. Nota-se que mercados com menor concentração tendem a registrar taxas de trocas mais elevadas.

**Figura 7 – HHI e CR3 para o Mercado de Consumidores Domésticos de Eletricidade de Estados-Membros Europeus**



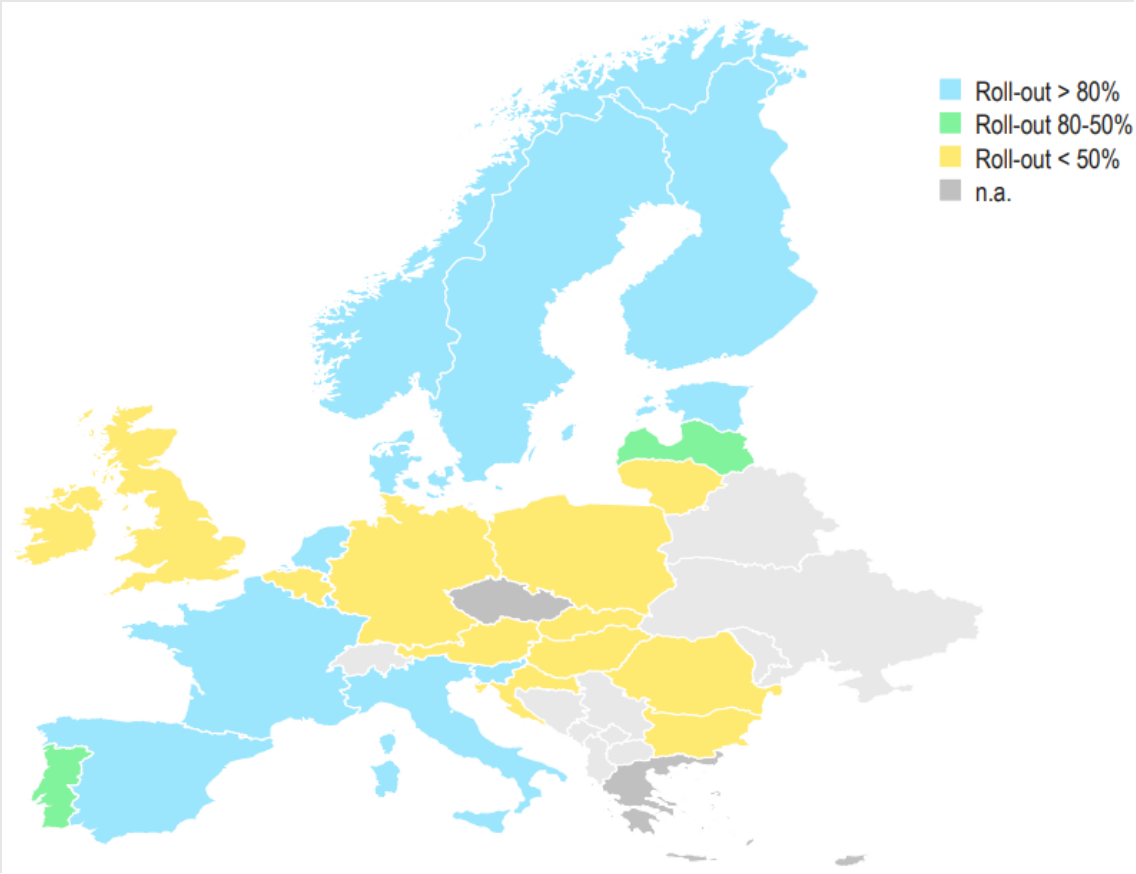

Fonte: ACER/CEER (2021).

A modernização do parque de medição é outro aspecto estrutural crucial para a abertura do varejo e estratégico no contexto de profundas transformações do setor elétrico. A abertura eficiente do mercado de varejo depende da implantação de medidores inteligentes, produzindo 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 Figura 8 apresenta o estado da implementação de medidores inteligentes de eletricidade no fim de 2020. A implementação massiva foi precedida por análise de custo-benefício dos países, avaliando os ganhos líquidos da modernização do parque de medição com meta de 80% até 2020. Em doze países europeus, a taxa de implementação atingiu 80%.

**Figura 8 – Inserção de Medição Inteligente nos Consumidores de Eletricidade da Europa em 2020**




Fonte: ACER/CEER (2021).

Voltando ao contexto da CP 131/22 MME, o teor da Nota Técnica 10 da Aneel/SRM destaca alguns elementos críticos para uma abertura bem-sucedida: qual é a velocidade no tempo da redução dos limites mínimos para contratação direta (abertura escalonada); como alocar custos entre os ambientes livre e regulado diante de uma grande migração; o tratamento dos contratos legados em face também de uma sobrecontratação das distribuidoras; dentre outros temas.

Como a abertura é gradual, é importante avaliar os impactos no mercado regulado, o tratamento ao conjunto de consumidores que pode permanecer atendido em energia sem exercer o direito de escolha. Como destacado, existem soluções alternativas, mas

a implementação demanda desenho atento para itens como o comercializador regulado de energia, direitos e obrigações das partes, mecanismo para atendimento de consumidores que precisem e/ou desejem voltar (default do usuário ou do supridor, por exemplo). Neste caso, uma alternativa é estabelecer um Supridor de Última Instância (SUI), que desempenharia papel de *Supplier of Last Resort*. Para ilustrar a importância do tema, a elevação dos preços de energia no Reino Unido na retomada da crise da pandemia no ano passado gerou falências de dezenas de fornecedores de energia, muito em consequência dos tetos de preço para os consumidores.

O setor elétrico no Brasil também tem episódios recentes de default de comercializadoras. Ainda que seu impacto seja limitado, aumenta a percepção de risco, degradando a qualidade do ambiente de negócios. O avanço da abertura certamente recomenda atentar para os instrumentos de gerenciamento de risco que estarão à disposição desse universo aumentado de consumidores. Para enfrentar o tema, há propostas recentes de avanço na regulação para aumentar a "segurança do mercado". O cerne do problema, contudo, remanesce longe de uma solução.

Sob o ponto de vista da Economia Financeira, há uma questão básica e que vai na contramão do que se conhece estabelecido em quaisquer outros mercados – a ideia de que é possível criar derivativos sem a existência de um ativo objeto ou de referência. Contratos de compra e venda de eletricidade para entrega futura, bem como swaps e opções, são produtos naturalmente escritos sobre um ativo mais primitivo, que seria o preço à vista da eletricidade; ou seja, são contratos derivativos.

**Contudo, a criação de um produto derivativo funcional requer a existência de um mercado funcional para o ativo objeto** (Duffie, 2001), o que não se observa na atualidade dentro do processo de formação de preços de eletricidade no Brasil. Ademais, são conhecidos os problemas com relação à falta de liquidez e pouca transparência na formação de preços de eletricidade. Problemas de integridade e alta frequência de episódios de recontabilização da liquidação no mercado de curto prazo ilustram essas dificuldades. A esse respeito, vale recorrer à contribuição da EDP para a Consulta Pública 33/2017, que postulava a necessidade de aperfeiçoamento no processo.

De maneira mais específica, contratos de compra e venda de eletricidade podem ser facilmente classificados como contratos a termo (Hull, 2016). Deste modo, constituem produtos com um lado financeiro e cujo funcionamento deve ser monitorado por reguladores especializados, como a Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Por sua natureza bilateral, também são importantes, para além de uma regulação prudencial adequada, uma modelagem mais robusta e melhores práticas com relação ao risco de contrapartes (Gregory, 2012).

Entretanto, o básico deve ser o alvo principal – uma melhor formação de preços para o ativo primitivo. Este princípio fundamental precede todas as demais práticas – um mercado funcional para o ativo básico (eletricidade) permite, por exemplo, melhores estimativas para volatilidades e outros parâmetros a serem utilizados em modelos de

risco – para além da modelagem estatística, também está intrinsecamente associado a uma melhor governança e níveis mais elevados de liquidez.

A regulação da provisão do serviço ao consumidor que não troca para um varejista (*default supplier*) e estímulo a competição do segmento segue sendo um grande desafio. Apesar dos esforços e projetos pilotos para entender como o consumidor reage a tarifas dinâmicas[1], o custo de troca destes e inovações tecnológicas não revelam uma melhora absoluta na competitividade deste segmento.

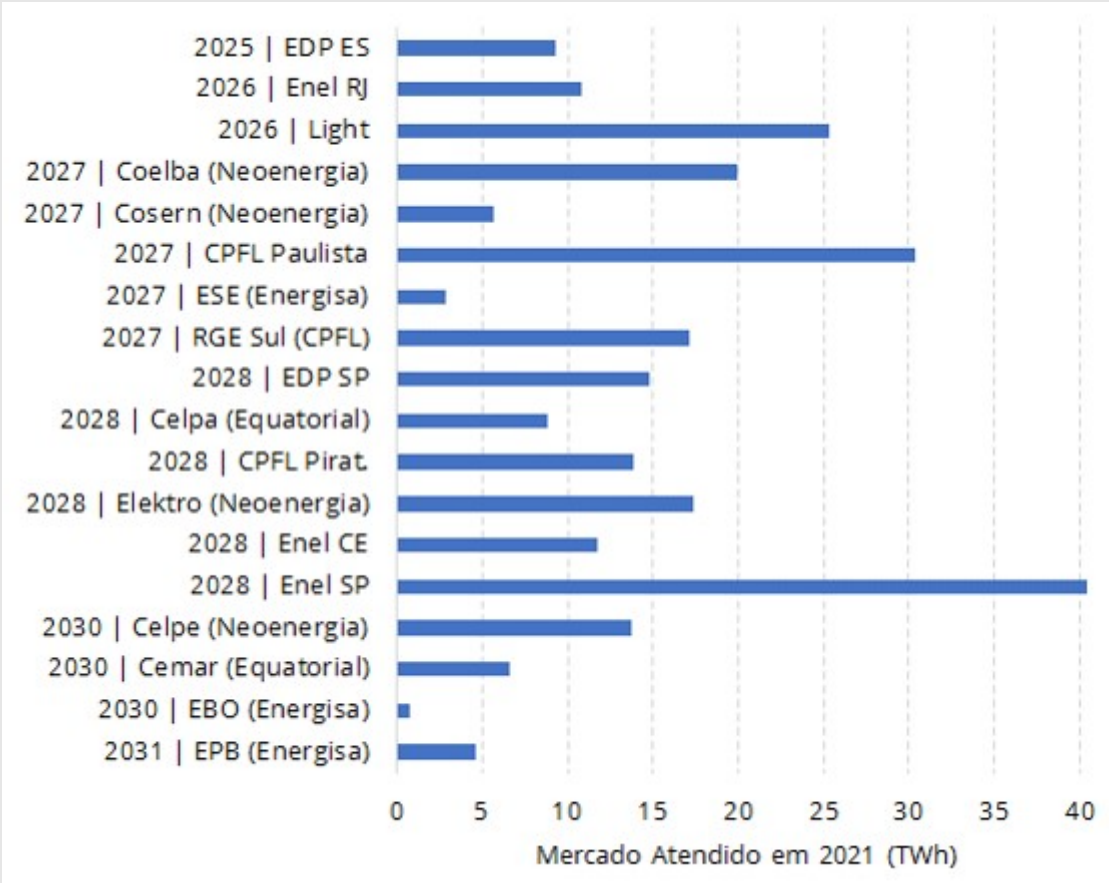
Esta inércia (complexidade das tarifas, custos transacionais, barreiras de entrada, vieses comportamentais) que previne consumidores de buscarem ativamente um *supplier* alternativo é um dos grandes desafios para o sucesso de um avanço da abertura. Mesmo no mercado de eletricidade do Texas, frequentemente apontado como um dos mais competitivos e maduros, Hortaçsu et al. (2017) encontram evidências de alta inércia por parte dos consumidores residenciais, além de uma preferência pelo incumbente, pela força da "marca".

Poudineh (2019) também é enfático ao argumentar que os desenhos tradicionais de tarifa nos mercados de eletricidade de varejo (retail) implementados até hoje revelam muito pouca capacidade de alcançar os objetivos propostos na liberalização, de acompanhar e incentivar inovação tecnológica e acelerar a transição energética. Medidas regulatórias e políticas para estimular entradas de novos players, busca e troca por parte dos consumidores podem produzir modelos de negócio insustentáveis, saída de competidores, alocação desproporcional de custos causados (pelas políticas públicas que visam mitigar as próprias barreiras) e disrupção nos preços. Ao final, restam perdas indevidas para próprios consumidores. Na Grã-Bretanha, grande parcela de novos varejistas entrou em arranjos como '*supplier of last resort*' (SoLR) nos últimos anos. Ainda assim, atualmente mais de 50% dos consumidores ainda são atendidos em tarifa default.

## 6. A oportunidade de avanços no papel da distribuição (do futuro liberalizado) mediante a adaptação de contratos de concessão vincendos entre 2025 e 2031

Apesar da ampla renovação promovida pela MP 579/2012 e da recente prorrogação das outorgas da Eletrobras vinculadas ao processo de desestatização da empresa, concluída em junho de 2022, os próximos dez anos reservam um contingente expressivo de término de outorgas no setor elétrico: 83 concessões de hidrelétricas, englobando cerca de 20 GW de capacidade instalada; 24 concessões de transmissão, totalizando 8 mil quilômetros de extensão de linhas; e 20 concessionárias de distribuição, responsáveis por 62,6% do mercado nacional, oriundas do processo de privatização dos anos noventa (Engler & Dutra, 2022). A Figura 9 apresenta a lista das concessões vincendas de distribuição. Os grupos ENEL, CPFL, Neoenergia e EDP respondem conjuntamente por 81% desse mercado com término de outorgas no referido período.

**Figura 9 – Término de Concessões de Distribuição no Horizonte 2025- 2031**




Fonte: FGV CERI com dados de Engler & Dutra (2022)

No artigo intitulado "Efeito Fim de Jogo nas Concessões de Eletricidade", Dutra e Batista, informam que o contexto atual de transição energética amplia os desafios e dilemas em torno da renovação ou licitação das outorgas vigentes, sobretudo para o segmento de distribuição. Em um mundo descentralizado e digitalizado, a empresa de distribuição de eletricidade se converte em um Operador do Sistema de Distribuição – o DSO, da sigla em inglês.

Flexibilidade para adaptar contratos no advento de seu término é essencial quando a transição energética dá espaço ao DSO. Novos serviços são necessários para o adequado gerenciamento de um ambiente que combina recursos energéticos distribuídos (DER, da sigla em inglês), conceito que inclui a geração distribuída, a resposta da demanda, o armazenamento e veículos elétricos. As redes elétricas são grandes facilitadores dessa transformação. Como isso tudo custa caro, a renovação permite amoldar os contratos a essa nova realidade, que demanda ainda resiliência a eventos como extremos climáticos e ataques cibernéticos em um adequado compartilhamento de risco entre concessionários e poder concedente.

Os investimentos para adaptar as redes de distribuição ao conceito DSO são vultosos e não meramente incrementais. Isso é ilustrado em artigo recente de Anna Brockway e

coautores, que foca na companhia PG&E, uma das três grandes utilities que operam na Califórnia. A análise mostra que a penetração dos veículos automotores elétricos em patamar coerente com os compromissos climáticos para aquele estado demandaria aumentar muito os investimentos nos sistemas de distribuição. Para ilustrar, os investimentos requeridos para aquele fim até 2025 correspondem ao triplo do projetado pela empresa no período. Análises semelhantes ainda não estão disponíveis por aqui. Mas são essenciais para pactuar as condições entre Poder Concedente e concessionário para viabilizar investimentos consistentes com a almejada "transição energética" para fontes limpas nas próximas décadas.

Já no artigo sob o título "Caminhos e Descaminhos da Abertura de Mercados de Eletricidade", Dutra ressalta que, segundo a Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL, "a maioria dos agentes concordam que a forma considerada de menos complexidade e de menos custos de transação para a implementação do comercializador regulado e do supridor de última instância é atribuir essas atividades à concessionária de distribuição". E indaga: será que basta contabilizar o placar de quem contribuiu na Tomada de Subsídios (TS) 10/2021, quando a maioria das contribuições reflete interesses de grupos?

No seu entender, as propostas que circulam não enfrentam adequadamente o papel da distribuição em nosso futuro liberalizado. Sem entrada efetiva de empresas dispostas e aptas a honrar contratos no segmento de comercialização, corre-se o risco de não entregar resultados positivos. Vai restar apenas uma grande e perversa arbitragem regulatória, na qual a migração de quem pode, transfere custos para que não está sentado à mesa – e que em geral tem renda menor.

A propósito, nesse ponto, a contribuição da Associação Nacional dos Consumidores de Energia Elétrica (ANACE) entende que "no caso de optar-se pela introdução da comercialização regulada, esta deve ser exercida por empresa distinta da Distribuidora, sujeita a menores proteções que as distribuidoras de energia. Essas empresas devem, na medida do possível, serem submetidas a riscos maiores de mercado, tendo que zelar por seus resultados e políticas de suprimento".

Defende ainda a ANACE que "algumas das alterações regulatórias necessárias seriam: regras para o desmembramento das atividades de comercialização para outra empresa; ajustes nas regras para o relacionamento comercial com os consumidores; ajustes nas regras dos leilões para possibilitar a contratação de energia".

Em nossa visão, nada impede que algumas dessas alterações regulatórias possam ser positivadas na repactuação dos novos contratos de concessão de distribuição vincendos no horizonte 2025-2031, assim como uma melhor definição da matriz de risco contratual, preferencialmente em cláusula específica, que possa incorporar inclusive as lições dos processos de revisão tarifária extraordinária durante o racionamento de 2001/2002 e a pandemia da Covid-19.

Apenas a título ilustrativo, menciona-se que os Contratos de Concessão de Distribuição nºs 002-003-004-005/1997-ANEEL-CEMIG, celebrado como condição do Poder

Concedente para a alienação de 1/3 das ações da concessionária, estabeleceu, entre outras exigências e obrigações, cláusula de desverticalização de atividades, nos seguintes termos:

"CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA - DISPOSIÇÕES GERAIS

O ACIONISTA CONTROLADOR e o SÓCIO ESTRATÉGICO obrigam-se a organizar e administrar separadamente os contratos de concessão de distribuição, de transmissão e de geração, inclusive no que se refere à contabilidade, gestão de ativos e compromissos contratuais, nos seguinte prazos:

I - contábil, até 31 de dezembro de 1997;

II - ativos, compromissos contratuais e administrativos, até 31 de dezembro de 1998; e,

III - reorganização societária da CEMIG, até 31 de dezembro de 2000, com a constituição de empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de que é titular a CEMIG, preservados, em cada uma dessas empresas, os direitos e obrigações previstos no Acordo de Acionistas referido no preâmbulo deste Contrato.

Subcláusula-única: - A CONCESSIONÁRIA compromete-se a implementar a limitação de contratação de suprimento de energia elétrica entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, em conformidade com a nova disciplina de caráter geral que vier a ser estabelecida".

Vale recordar que, à época, não havia comando legal a expressamente autorizar a segregação de atividades de distribuição, geração e transmissão, o que somente veio a ocorrer em 2004, com o advento da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, que alterou a redação do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, "verbis":

"Art. 4º [...]

Ş5} As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;

II - de transmissão de energia elétrica;

III - de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão".

## REFERÊNCIAS:

ACER/CEER (2021). ACER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020 - Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Council of European Energy Regulators.

Borenstein, S.; Bushnell, J. (2015). The US Electricity Industry After 20 Years of Restructuring. Annual Review of Economics.

Bushnell, J. Mansur, E.; Novan, K. (2017). Review of the Economics Literature on US Electricity Restructuring. Working-Paper.

CEER (2019). Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018. Council of European Energy Regulators. C19-MRM-99-02.

Cretì, A.; Fontini, F. (2019). Economics of Electricity – Markets, Competition, and Rules. Cambridge University Press.

Duffie, D. Dynamic Asset Pricing Theory ( 2001). Princeton University Press

Engler, M.; Dutra, J. (2022) *Concessões no Setor Elétrico Brasileiro – Evolução e Perspectivas.* Rio de Janeiro, Synergia Editora, 2022.

Enrich, J.; Li, R.; Mizrahi, A.; Regant, M. (2022). Smart Meters and Retail Competition: Trends and Challenges. AEA Papers and Proceedings.

EPE (2022). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022. Workbook.

Faruqui, A.; Palmer, J. (2012). The Discovery of Price Responsiveness – A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity. EDI Quarterly.

Gregory, J. Counterparty Credit Risk and Credit Valuation Adjustment: a continuing challenge for global financial markets ( 2012). Wiley

Hortaçsu, A.; Madanizadeh, S.; Puller, S. (2017). *Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market*, American Economic Journal: Economic Policy, 9(4): 192–226.

Hull, J. Opções, Futuros e outros derivativos (2016). Editora Bookman, 9 edição

Littlechild, S. (2018). The regulation of retail competition in US residential electricity markets. Energy Policy Research Group, University of Cambridge.

NREL (2018). An Introduction to Retail Electricity Choice in the United States. 21st Century Power Partnership. National Renewable Energy Laboratory.

Poudineh, R. (2019). Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience? Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper: EL 38.

Quilici, L.; Powers, D.; Therrien. G.; Davis, B.; Prieto, O. (2019). Retail Competition in Electricity. Concentric Economic Advisors. Available at: https://ceadvisors.com/wp-content/uploads/ 2019/07/AEPG-FINAL-report.pdf.

FGV CERI

CENTRO DE ESTUDOS
EM REGULAÇÃO E
INFRAESTRUTURA