

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

TRANSFORMAÇÕES E INOVAÇÕES NA DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE

Os mundos da distribuição e comercialização de energia elétrica já vivem profundas transformações impulsionadas por mudanças tecnológicas em várias dimensões. Tais transformações, por sua vez, impõem aperfeiçoamentos regulatórios e novos modelos de negócio que possam acompanhar o ritmo de mudanças que será acentuado nos próximos anos.

As inovações tecnológicas em curso prometem mudar estruturalmente o fornecimento de energia e podem ser agrupadas em três vertentes conhecidas como “Os Três Ds da Energia”: Descarbonização, Descentralização e Digitalização.

No Brasil, as transformações impulsionadas por essas três megatendências são reforçadas por reformas setoriais que vêm alterando a estrutura do mercado de energia. As linhas mestras das reformas em curso começaram a ser formuladas em 2017, na Consulta Pública 33/2017, na qual o Ministério de Minas e Energia formou um Grupo de Trabalho que apresentou uma série de propostas de mudanças institucionais e regulatórias para melhor posicionar o setor elétrico diante dos desafios futuros.

Vários dos temas abordados pelo Grupo de Trabalho se relacionam com as questões tratadas nesse *White Paper*, com destaque para:

- a abertura de mercado;
- a alocação de custos e riscos;
- a sustentabilidade da distribuição;
- o processo de contratação; e
- a inserção de novas tecnologias.

Além das iniciativas promovidas pelo Poder Executivo, há também mudanças sendo promovidas no Legislativo que propõem mudanças alinhadas à pauta de Modernização do Setor Elétrico:

- o Projeto de Lei 414/2021, originado do Senado Federal (PL 232/2016) e que agora tramita na Câmara dos Deputados; e
- o Projeto de Lei 1.917/2015, recentemente aprovado na Câmara e encaminhado ao Senado.

Esses projetos prevêm uma liberalização gradual do mercado de energia elétrica que eventualmente permitirá que todos consumidores escolham o

seu fornecedor de energia elétrica. Isso impulsionaria a experimentação e a inovação nas formas de comercialização de energia elétrica, reforçando o processo de descentralização e digitalização.

Outra importante iniciativa nos últimos anos foi a introdução do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) por meio da Resolução Normativa 482/2012. Essa inovação regulatória tem desempenhado papel relevante na promoção dos recursos energéticos distribuídos, especialmente na geração distribuída de pequeno porte (descentralização) e de fontes renováveis (descarbonização).

Esse sistema de compensação foi importante para alavancar o desenvolvimento da geração distribuída de pequeno porte, mas hoje a atividade já não requer os subsídios implícitos proporcionados pelo sistema de compensação no seu formato atual uma vez que as taxas de crescimento da geração distribuída serão demasiadamente onerosos para os consumidores de energia nos próximos anos. Apesar da longa “guerra de narrativas”, os parlamentares finalmente têm se conscientizado da necessidade de adequar o sistema de compensação de energia e têm buscado promover ajustes graduais para torná-lo sustentável no longo prazo por meio do Projeto de Lei 5.829/2019, convertido na Lei 14.300 em janeiro de 2022.

Diante dessas tendências, torna-se cada vez mais importante refletir sobre como o fornecimento de energia elétrica tende a mudar nos próximos anos para tirar o melhor proveito das oportunidades que elas oferecem.

Este *White Paper* foi elaborado exatamente com este intuito: entender a natureza das mudanças, quais são suas implicações e o que pode ser feito para ensejar uma transição sem muitos sobressaltos.

“The art of progress is to preserve order amid change and to preserve change amid order.”

“A arte do progresso consiste em manter a ordem diante da mudança e preservar a mudança em meio à ordem.”

(Alfred North Whitehead, matemático e filósofo, 1861-1947)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2	3.1 Sistema de compensação de energia	21
2 VIABILIZANDO A ABERTURA SUSTENTÁVEL DO MERCADO VAREJISTA	4	3.2 Precificação	25
2.1 Benefícios potenciais da abertura	6	3.3 Provisão de recursos energéticos distribuídos pelo consumidor	27
2.2 Requisitos para uma abertura de mercado bem-sucedida	12	3.4 Novo papel da distribuição	28
3 PROMOVENDO O DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	20	4 CONCLUSÃO	30
		5 REFERÊNCIAS	31

1 INTRODUÇÃO

Os avanços no campo da tecnologia da informação (TI) possibilitam um nível de coordenação na comercialização e gestão do fornecimento de energia elétrica que era inviável alguns anos atrás. Medidores inteligentes viabilizam novas formas de precificação. Redes inteligentes permitem que as concessionárias de transmissão e distribuição monitorem os fluxos de potências nas suas malhas de transmissão e distribuição em tempo real, proporcionando melhores informações para subsidiar o planejamento da expansão, e também possibilitam a introdução de sistemas de controle automatizados que evitam gargalos e viabilizam respostas mais rápidas às ocorrências que podem abalar o fornecimento de energia elétrica, além da restauração mais rápida da rede em caso de blecautes.

As inovações em TI também oferecem inúmeras vantagens e funcionalidades aos consumidores de eletricidade. Aparelhos elétricos inteligentes podem ser programados ou gerenciados remotamente para serem acionados nos momentos em que os preços são mais baixos. A informática ainda viabiliza o desenvolvimento de plataformas pelas quais usuários das redes podem transacionar energia diretamente. A adoção de veículos elétricos e o barateamento de baterias potencializará a capacidade de gerenciamento do consumo pelos consumidores em função dos preços horários.

Já os progressos nas tecnologias de geração de energia elétrica têm viabilizado a minigeração e a microgeração distribuída pelos próprios consumidores de energia elétrica, facilitando o aproveitamento de recursos energéticos renováveis e reduzindo a dependência do suprimento de energia proveniente de usinas distantes dos centros de carga.

Tais avanços modificarão substancialmente o fornecimento de energia elétrica nos próximos anos. A geração de energia tenderá a ser cada vez mais pulverizada. Os fluxos de potência nas redes de distribuição já não seguirão unidirecionalmente da alta para a baixa tensão, passando a ter mais fluxos bidirecionais dependendo da hora do dia e da época do ano. Os consumidores serão agentes ativos no mercado não apenas por meio de mecanismos de resposta da demanda, mas também com a possibilidade de vender energia para a rede, seja por geração própria ou de energia armazenada em baterias.

Essas inovações trazem muitas potencialidades, mas também envolvem desafios que terão que ser superados. Comercializadores precisarão empreender para desenvolver soluções que aproveitem as oportunidades abertas pelas novas tecnologias. O arcabouço regulatório terá que ser ajustado para contemplar a participação de novos agentes e novos serviços. As distribuidoras precisarão adaptar suas redes para acomodar os novos padrões de uso das suas redes. Os mercados de energia terão que evoluir para proporcionar uma sinalização de preços adequada nesse novo contexto.

A chave para o sucesso nesse processo de 'destruição criativa' está capacidade de antecipação das novas tendências e de adaptação à nova realidade. Os avanços tecnológicos somente serão plenamente aproveitados se a regulamentação for adaptada.

O Brasil vem avançando nesse processo com a promoção da abertura gradual do mercado varejista e políticas voltadas à promoção do uso de recursos energéticos distribuídos, mas há muitos desafios à frente.

O governo vem buscando promover as mudanças requeridas para lidar com esses novos desafios. O Grupo de Trabalho constituído pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para elaborar propostas para a **Modernização do Setor Elétrico** teve esse intuito.

Examinando-se as justificativas apresentadas para a formação do Grupo de Trabalho acima, é possível extrair um diagnóstico que envolveu tanto as principais deficiências do setor elétrico brasileiro que precisavam ser sanadas quanto as potencialidades que surgem dos avanços tecnológicos:

“As razões que justificam uma necessidade de Modernização do Setor Elétrico já foram amplamente discutidas:

- (i) **Evoluções tecnológicas**, que introduzem novos elementos aos sistemas elétricos, como recursos energéticos distribuídos, geração não controlável e digitalização (existe potencial de otimização no uso dos recursos e ganhos de competitividade);

- (ii) **Sinais econômicos distorcidos**, incompletos e não alinhados ao ótimo sistêmico, como consequência da estrutura de subsídios e encargos e de uma granularidade temporal e espacial dos preços não aderente à dinâmica da oferta e demanda (mercado não trabalha em prol da eficiência na alocação dos recursos e não há sinalização que leve o setor a adotar soluções inovadoras e novos modelos de negócios de forma coerente e consistente); e
- (iii) **Gestão centralizada de riscos e riscos alocados sem os correspondentes instrumentos para sua gestão**, a partir de decisões sem adequada informação (o que pode causar ineficiência econômica e insegurança jurídica, e, por vezes, injustiça distributiva).” (MME, 2019).

Este *White Paper* examina as políticas públicas relacionadas a esses temas e mapeia o que precisa ser feito para assegurar uma evolução sustentável do mercado de energia neste novo contexto.

O documento está organizado em quatro seções:

- esta primeira seção introduz os temas a serem abordados;
- a segunda seção identifica os benefícios que podem ser esperados a partir da abertura do mercado varejista e os requisitos para que esses benefícios sejam alcançados;
- a terceira seção, além de apresentar um sumário das políticas adotadas no Brasil para fomentar a inserção de recursos energéticos distribuídos, discute os ajustes requeridos nessa política e na forma de precificação da energia e dos serviços de rede, e propõe alternativas para promover a resposta da demanda e as mudanças requeridas na distribuição para lidar com essas mudanças; e
- a quarta seção sumariza as principais conclusões do estudo.

2 VIABILIZANDO A ABERTURA SUSTENTÁVEL DO MERCADO VAREJISTA

Neste documento, as expressões “abertura do mercado varejista” ou “liberalização do mercado varejista” se referem à possibilidade de o consumidor optar pelo seu fornecedor de energia elétrica, o que na literatura internacional é referido como *retail competition*.

Utiliza-se o termo “varejista” para distingui-lo da “liberalização do mercado atacadista”. Enquanto a segunda está mais associada às reformas regulatórias voltadas à promoção da concorrência entre geradores no suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional, a abertura do mercado varejista volta-se principalmente ao lado do consumo, buscando:

- **intensificar a concorrência** no mercado de energia elétrica ao possibilitar que os consumidores se engajem de forma mais ativa no mercado; e
- **fomentar a adoção de novas formas de comercialização** de energia, o que inclui:
 - novos produtos (pacotes de serviços);
 - novas formas de (estrutura tarifária); e
 - novos meios de medição.

Espera-se também que as inovações na comercialização resultem no aprimoramento da prestação do serviço ao consumidor.

A abertura do mercado varejista não é uma iniciativa recente. Ela já era prevista no início das reformas do setor elétrico promovidas nos meados da década de noventa do século passado, como apresentado na Figura 1.

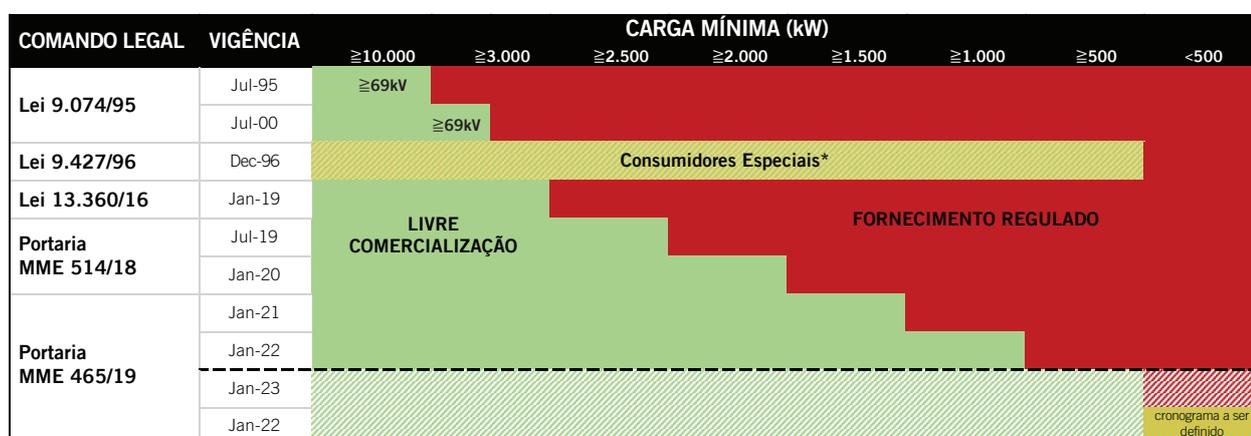


Figura 1: Cronograma de abertura do mercado de energia

Elaboração: Instituto Acende Brasil

A Lei 9.074, de 1995, iniciou o processo liberando consumidores com cargas superiores a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, a escolher o seu fornecedor de energia (art. 15). A Lei também previa a ampliação gradual do rol de consumidores elegíveis a contratar livremente o seu fornecimento de energia nos anos seguintes, reduzindo a exigência de carga mínima para 3 MW após cinco anos, e delegando ao poder concedente a diminuição dos limites de carga e tensão requeridos após oito anos (o que deveria acontecer em 2003, portanto).

O processo de abertura não avançou nos anos subsequentes, sendo retomado apenas em 2019 com a eliminação da exigência de nível de tensão para os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW (art. 2º-A, introduzido pela Lei 13.360, de 2016), processo que foi continuado pelo Ministério de Minas e Energia (Portarias do MME 514/2018 e 465/2019), com redução da exigência de carga mínima para:

- 2,5 MW a partir de julho de 2019;
- 2,0 MW a partir de janeiro de 2020;
- 1,5 MW a partir de janeiro de 2021;
- 1,0 MW a partir de janeiro de 2022; e
- 0,5 MW a partir de janeiro de 2023.

Por fim, a Portaria do MME 465/2019 determina que:

“Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia, e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024”.

A fim de atender aos requisitos da Portaria MME 465/2019, a Aneel promoveu a **Tomada de Subsídios 10/2021** para ouvir os agentes quanto a uma série de questões que surgem ao se planejar a abertura de mercado no Brasil.

Esse processo de abertura gradual visa a promover uma transição suave para evitar sobresaltos. A estratégia de abertura do mercado varejista no Brasil tem sido a de começar com os consumidores de maior porte, que tendem a ser os mais aptos a se beneficiar da abertura do mercado pois, como será discutido na seção “2.1.1 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL”, os benefícios da abertura dependem de uma participação ativa dos consumidores, comportamento que a experiência demonstra ser menor entre os consumidores de menor porte.

Na próxima seção apresentam-se os principais benefícios esperados com a abertura do mercado varejista, extraindo-se lições de países que já avançaram mais na liberalização do mercado varejista. Em seguida avaliam-se os aprimoramentos institucionais e regulatórios requeridos para obter todos os benefícios que a abertura do mercado varejista propicia.

2.1 BENEFÍCIOS POTENCIAIS DA ABERTURA

A revisão das experiências de abertura do mercado varejista de energia elétrica em outros países (como Reino Unido, países nórdicos, Estados Unidos, Austrália e Canadá) demonstram a que a livre escolha não é garantia de melhoria para os consumidores como um todo. Embora a liberação varejista proporcione bons resultados para alguns consumidores, os seus efeitos agregados sobre o bem-estar social não são unanimemente incontroversos, revelando os desafios envolvidos na promoção de uma abertura de mercado bem-sucedida.

O exame dessas experiências permite a extração de lições que podem ser úteis na implantação da liberação do mercado varejista no Brasil e um entendimento mais realista quanto aos benefícios que podem ser esperados da abertura de mercado.

Apesar das experiências pouco entusiasmantes de outros países, quando se avalia o contexto brasileiro há motivos para se esperar benefícios significativos de uma abertura de mercado. Afinal, o arcabouço regulatório do mercado de energia elétrica no Brasil apresenta algumas particularidades que têm dado origem a distorções e ineficiências que poderiam ser mitigadas com a liberalização do mercado varejista.

2.1.1 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Vários estudos têm examinado os efeitos da liberalização do mercado varejista. Diferentemente das reformas do mercado atacadista que já são reconhecidas como sendo muito benéficas, as evidências quanto ao benefício da abertura do mercado varejista ainda são ambíguas.

O **Reino Unido** foi um dos primeiros países a promover a abertura do mercado varejista. Naquele país, a liberalização tem trazido vantagens para os consumidores mais astutos (aqueles que examinam as alternativas disponíveis e tomam providências para aproveitar as oportunidades), mas 70% dos consumidores têm permanecido com seu fornecedor atual, desprezando opções mais baratas (Competition and Markets Authority, 2016). Portanto, o baixo engajamento de consumidores tem limitado a obtenção dos benefícios potenciais da concorrência (Price, 2018).

Relato semelhante é apresentado em outros mercados. A liberalização do mercado varejista nos **países nórdicos**, por exemplo, mostrou baixo engajamento dos consumidores. Inicialmente não houve adesão devido a questões regulatórias: nos primeiros sete anos da abertura não houve migração de consumidores ao mercado livre, pois a exigência de que fossem tarifados com base no seu consumo horário individual constituiu-se uma barreira muito alta. Somente quando a regulamentação passou a permitir a cobrança destes consumidores com base no perfil horário típico de sua classe de consumo é que os consumidores varejistas começaram a optar por outro fornecedor. Mesmo após essa mudança, no entanto, o engajamento dos consumidores tem sido relativamente baixo: apenas 40% da base de consumidores exerceu o direito de escolha de fornecedor na Noruega e na Suécia, 15% na Finlândia e praticamente zero na Dinamarca (Olsen, Johnsen e Lewis, 2016).

Um dos benefícios esperados da abertura do mercado é o de preços mais competitivos, já que é de se esperar que muitos consumidores optem pelo fornecedor de menor custo. No entanto, comparações de preços de fornecimento de energia elétrica em mercados liberalizados com mercados em que os consumidores varejistas permanecem com o fornecimento regulado são controversos. A controvérsia se justifica porque comparações desta natureza são difíceis, pois há muitos outros fatores que impactam os preços, cujos efeitos são difíceis de serem isolados, como a configuração do parque gerador nas diferentes regiões, diferenças nos perfis dos consumidores, e variações de preços relativos dos combustíveis no período analisado.

Várias análises têm sido realizadas comparando os preços nas unidades da federação dos **Estados Unidos** que liberalizaram o mercado varejista com os que permaneceram com o fornecimento regulado. Os preços de fornecimento de energia nos estados que promoveram a liberalização do mercado varejista (*retail competition*) são, em média, mais elevados do que nos estados que mantiveram fornecimento regulado por uma única empresa, mas isso já era o caso antes da liberalização. Alguns estudos apontam que as tarifas subiram menos

nos estados que promoveram a abertura do que em estados que permaneceram com tarifas reguladas (Yang e Faruqui, 2019; Ellig, 2020), mas há outros estudos que indicam o contrário (Quilci *et al.*, 2019). Parte da dificuldade envolvida em comparações desta natureza decorre do fato de que os preços no mercado liberalizado tendem a ser mais voláteis, o que resulta em conclusões diferentes dependendo do período analisado.

Há, entretanto, consenso sobre um fato: a liberalização tende a beneficiar os consumidores mais engajados, pois estes tendem a buscar as melhores alternativas. Estudos mostram que os grandes consumidores industriais e comerciais tendem a ser os que obtêm os maiores ganhos com a liberalização do mercado. Portanto, medidas visando a promover o engajamento dos consumidores são essenciais para que a liberalização do mercado varejista possa ser bem-sucedida.

Registre-se, no entanto, que mesmo entre os consumidores que participam ativamente do mercado, grande parte acaba não optando pelo fornecedor que oferece o melhor preço e, frequentemente, acaba pagando mais do que se tivesse permanecido com seu fornecedor original. A princípio este comportamento poderia ser explicado por fatores como:

- **preferências por fatores não monetários** oferecidos pelo fornecedor escolhido;
- decisões baseadas em **avaliação equivocada quanto ao seu perfil horário de consumo;**
- **viés por uma determinada estrutura tarifária;** ou
- **marketing enganoso.**

Mas uma análise realizada por Wilson e Price (2010) indica que a influência destes fatores é baixa ou mesmo estatisticamente insignificante. Mesmo entre os consumidores que dizem que sua opção por um novo fornecedor foi a busca de redução do custo de fornecimento, verifica-se que muitos não selecionaram o fornecedor de menor custo. Isso leva os autores a concluir que a principal explicação pela não opção pelo fornecedor de menor custo é falta de atenção ou erro de avaliação do consumidor. Afinal, uma série de fatores dificulta a avaliação das alternativas pelo consumidor:

- **desconhecimento das alternativas disponíveis** – é custoso obter informações sobre todas as alternativas oferecidas pelas comercializadoras que atuam no mercado;
- **desconhecimento do seu perfil de consumo** – os consumidores frequentemente não têm noção quanto ao seu perfil de consumo horossazonal, o que dificulta a avaliação do seu custo global de fornecimento em outra estrutura tarifária; e
- **complexidade envolvida na comparação das diferentes alternativas** – não é possível fazer comparações diretas de preços entre as alternativas oferecidas pelos diversos comercializadores, pois as formas de precificação e o conjunto de benefícios oferecidos são muito diferentes; além disso, o consumidor geralmente compara o custo das alternativas oferecidas por outros comercializadores no contexto atual com os gastos incorridos no contexto passado, o que, em períodos de altas variações de custo, pode levar a comparações equivocadas (Ros *et al.*, 2018).

O que se pode deprender da experiência internacional é que a abertura do mercado varejista não é a panaceia propagada por alguns agentes. A liberalização, por si só, não é capaz de garantir mais inovação, mais eficiência e tarifas mais módicas.

O desenvolvimento de mercado varejista precisa ser fomentado. O mercado precisa ser acompanhado e medidas precisam ser tomadas para: (i) facilitar a comparação de preços entre os diversos comercializadores; (ii) assegurar a segurança do mercado; e (iii) minimizar os custos de transação.

A experiência da **Austrália** sugere que os benefícios da concorrência varejista são alcançados gradualmente, com acompanhamento e ajustes regulatórios contínuos. A *Australian Energy Market Commission* (AEMC, 2020) é uma comissão constituída para acompanhar a evolução do mercado de energia e orientar o governo quanto aos aprimoramentos regulatórios e os arranjos de mercado necessários para assegurar o fornecimento de energia seguro e eficiente. A AEMC produz relatórios anuais nos quais avalia a evolução do mercado e apresenta recomendações. Essa iniciativa nasce da consciência de que para se obter os benefícios da

liberalização do mercado varejista são necessários: (i) monitoramento do mercado; (ii) aprimoramentos no arcabouço institucional, regulatório e das regras de mercado; e (iii) educação do consumidor (NREL, 2017).

Uma perspectiva sobre os benefícios potenciais da liberalização varejista pode ser obtida examinando-se os anseios dos consumidores. Rowlands, Parker e Scott (2006) realizaram uma pesquisa de campo no **Canadá** para avaliar quais fatores motivam os consumidores a trocar de fornecedor. Seus achados mostraram que os fatores mais relevantes para os consumidores são:

- preço;
- confiabilidade;
- qualidade do atendimento comercial;
- impactos ambientais associados às fontes de geração contratadas;
- reputação do fornecedor; e
- localização das usinas de geração contratadas.

No entanto, há algumas diferenças entre os consumidores. Por exemplo, alguns dão maior importância aos impactos ambientais, enquanto outros atribuem mais relevância à confiabilidade e qualidade do atendimento comercial. Isso sugere que um dos benefícios potenciais da liberalização pode vir da adaptação do serviço para o atendimento dos diversos nichos de mercado. Nesta linha, um dos benefícios inequívocos da liberalização tem sido as inovações na precificação do fornecimento de energia. Comercializadores passaram a oferecer diferentes estruturas tarifárias como, por exemplo:

- tarifas que variam em função dos preços do mercado atacadista (*tracker tariff*);
- tarifas com preço teto (*capped tariffs*) para os mais avessos ao risco;
- “tarifas verdes” (*green tariffs*) para os que preferem suprimento somente a partir de fontes renováveis; e
- “tarifas combo” (*dual-fuel tariff*) para os que optam pelo fornecimento de energia elétrica e de gás do mesmo supridor.

Estas inovações permitem atender às preferências e necessidades dos consumidores de forma que não era viável na estrutura tarifária padronizada do mercado regulado (Price, 2008).

Quando se avalia a questão da liberalização do mercado varejista no contexto brasileiro surgem alguns elementos de maior relevância que serão discutidos a seguir:

- a gestão de risco;
- a inovação quanto as formas de precificação; e
- o engajamento dos consumidores.

2.1.2 GESTÃO DE RISCO

A gestão do risco de contratação de energia foi muito reduzida com o marco regulatório instituído pela **Lei 10.848**, de 2004. Essa lei proibiu a atuação das distribuidoras de energia elétrica na geração, transmissão e comercialização de energia com Consumidores Livres (art. 8º); e instituiu um sistema de leilões para a contratação regulada de energia para o atendimento do consumo dos consumidores atendidos pelas distribuidoras (art. 2º).

Com isto, as distribuidoras deixaram de ter autonomia para gerir a contratação de energia voltada ao atendimento dos consumidores regulados. O **Decreto 5.163**, que regulamentou a Lei 10.848, determinou que as distribuidoras submetessem anualmente ao Ministério de Minas e Energia as suas **Declaração de Necessidades de Energia Elétrica** (art. 17), a partir das quais a Aneel passou a promover leilões para a contratação da energia requerida para atender à carga projetada vários anos à frente. Esses leilões são realizados em conformidade com procedimentos e diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia. A energia contratada nesses leilões é então dividida uniformemente entre todos os consumidores regulados de forma proporcional às suas Declarações de Necessidade.

Essa sistemática não permite que as distribuidoras realizem uma gestão ativa do risco, pois as concessionárias não dispõem de autonomia para aumentar ou diminuir a exposição a determinadas fontes ou tecnologias em função dos riscos percebidos. Além disso, as distribuidoras contam com um conjunto de instrumentos muito limitados para ajustar sua contratação de energia ao longo do tempo:

- **Leilões de Ajuste** (Decreto 5.163), hoje chamados de **Leilões A-1**, pelos quais a distribuidora pode adquirir energia adicional para atendimento da carga no horizonte máximo de dois anos;
- **Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits** (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica – Resolução Normativa 109/2004 da Aneel), pelo qual distribuidoras com déficits podem adquirir energia de distribuidoras com sobras; e
- **Mecanismo de Venda de Excedente de Energia** (Resolução Normativa 824/2018 da Aneel), pelo qual distribuidoras podem vender seu excedente de energia para agentes do Mercado Livre.

Logo, um dos benefícios potenciais da liberalização é passar a gestão da contratação da energia para agentes que disponham da autonomia para efetuar uma gestão ativa da comercialização de energia. Isso poderá beneficiar os consumidores ao minimizar custos e mitigar riscos.

2.1.3 INOVAÇÃO NA PRECIFICAÇÃO

A abertura de mercado também tem o benefício de abrir espaço para novas formas de precificação da energia elétrica. Os consumidores não são homogêneos e têm diferentes preferências. A liberalização do mercado poderá permitir o surgimento de várias alternativas de contratação de energia, cada qual mirando um nicho de consumidores.

Por exemplo, alguns consumidores podem preferir a estabilidade de preços, com uma **tarifa fixa** que é reajustada apenas uma vez ao ano, mesmo que isso implique custo médio de fornecimento de energia elétrica mais alto. Outros podem estar dispostos a terem tarifas fixadas anualmente, mas com **postos tarifários** distintos, o que lhes permite usufruir de um preço mais baixo para o consumo nos horários de menor demanda. Por fim, outros podem preferir **tarifas dinâmicas** que variam continuamente em função das condições vigentes no mercado de energia e nas redes de transmissão e distribuição.

As preferências também variam quanto à **forma de computar o custo de fornecimento**. Por exemplo, as tarifas podem ser:

- **monômias** (com um único fator determinante), como a tarifa volumétrica, em que se cobra pelo montante de energia consumida no mês (R\$/ kWh no mês);
- **binômias**, em que se cobra um valor em função da potência máxima contratada (R\$/ kW)¹ e outro em função do consumo no mês (R\$/ kWh no mês); ou
- **trinômias**, em que além das duas parcelas da tarifa binomia inclui-se uma terceira parcela fixa (R\$/ mês).

Em geral, tarifas multipartes permitem estabelecer um regime de precificação que acompanha de forma mais próxima os custos, o que diminui o risco de fornecimento, permitindo-se praticar margens menores, mas que requerem tarifas mais complexas.

Tarifas também podem variar na **forma de classificação dos consumidores**. Atualmente as tarifas diferenciam consumidores em função do nível de tensão em que estão conectados à rede de distribuição e em função do seu perfil de carga horária (residencial, comercial, industrial, rural, serviço público, entre outros).

Inovações tarifárias caminham de mãos dadas com a medição, já que muitas modalidades tarifárias só são viáveis com medição mais sofisticada.

¹ A tarifa por potência máxima contratada também pode ser diferenciada temporalmente, com uma contratação diferenciada da potência no período de ponta e fora-de-ponta, por exemplo.

A Aneel mostra ter sensibilidade quanto à necessidade de experimentação e inovação tarifária ao realizar a **Consulta Pública 49/2021**, em que avalia a possibilidade de promover 'sandboxes tarifários' para se avançar com novas modalidades tarifárias.

O conceito de '**sandbox**' foi introduzido no Brasil em junho de 2021 por meio da **Lei Complementar 182**. Trata-se de uma autorização temporária para empresas reguladas operarem sob requisitos regulatórios diferenciados com o objetivo de testar técnicas e tecnologias experimentais e desenvolver modelos de negócios inovadores em projetos pilotos, sob uma governança que permita acompanhamento pela Agência Reguladora.

O *sandbox* visa a preencher a lacuna regulatória que existe quanto ao modo de se disciplinar a aplicação de projetos-pilotos de tarifas. Esta iniciativa surge do reconhecimento da importância da modernização tarifária: a experimentação é um aspecto essencial para avaliar o comportamento do consumidor diante de novas modalidades tarifárias e outras iniciativas visando a promover maior engajamento do consumidor e maior gestão pelo lado da demanda. Como explicitado na Nota Técnica 130/2021-SGT/Aneel (parágrafo 25):

“O objetivo pretendido com a regulamentação dos projetos-pilotos de tarifa é trazer maior segurança às distribuidoras na execução e aos consumidores na participação, bem como propiciar robustos ensinamentos para a proposição de aprimoramentos da estrutura tarifária, em especial a aplicada a consumidores de baixa tensão.”

Os *sandboxes* tarifários também visam a permitir o acompanhamento e a participação mais ativos da Aneel na concepção e implantação dos projetos que geralmente são realizados no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.

A experiência demonstra que a abertura de mercado tem o potencial de acelerar muito mais o processo de inovação tarifária ao proporcionar total liberdade para as comercializadoras adotarem a forma de precificação desejada e ao dar aos consumidores total liberdade para migrar para a comercializadora que melhor atende aos seus anseios.

2.1.4 ENGAJAMENTO DOS CONSUMIDORES

A abertura do mercado varejista também permite que os consumidores participem de forma mais ativa da contratação de suas necessidades energéticas, o que tem o potencial de aumentar a consciência dos consumidores sobre como seu perfil de consumo impacta os custos de fornecimento de energia, abrindo caminho para maior resposta da demanda às condições de mercado.

O engajamento do consumidor também proporciona um maior entendimento quanto às preferências dos consumidores, o que corrobora para o desenvolvimento de novos produtos e formas de precificação mais apropriadas para o atendimento das expectativas dos consumidores.

Além da abertura do mercado varejista por meio do relaxamento das exigências para se qualificar como 'consumidor livre', a abertura também pode ocorrer por outra via: o autossuprimento. Desde 2012, o consumidor pode optar pelo seu autossuprimento por meio do **sistema de compensação de energia** (descrito na seção “3.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA”).

Nos últimos anos, este tem sido o mecanismo que mais tem impulsionado o engajamento do consumidor. A possibilidade de autossuprimento também proporciona uma forma para os consumidores reagirem à política de tributos e encargos imposta pelo governo.

O conjunto de tributos e encargos se constitui na parcela tarifária que mais cresceu nas últimas décadas, encarecendo o custo de fornecimento de energia elétrica. Em 1999, ano em que a PwC e o Instituto Acende Brasil iniciaram o monitoramento dos tributos e encargos sobre o fornecimento de energia elétrica, a carga era de 35,4%. Desde então, os tributos e encargos aumentaram de forma considerável: como pode ser observado na Figura 2, em 2020 os tributos e encargos passaram a responder por 49,1% da receita do setor elétrico brasileiro (PwC / Instituto Acende Brasil, 2021).



Figura 2: Evolução da carga de tributos e encargos na tarifa de energia elétrica

Fonte: PwC / Instituto Acende Brasil (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil

No passado o consumidor não tinha como reagir à assanha tributária, mas agora o consumidor já dispõe de alternativas.

Quanto mais alta a participação dos tributos e encargos na tarifa de energia elétrica, mais atraente se torna a alternativa de autossuprimento. Isso faz com que a receita destinada aos governos por meio da elevação das alíquotas dos tributos e encargos apresente retornos marginais decrescentes ou mesmo negativos. Desta forma, a abertura de mercado varejista para o autossuprimento de energia, por meio da microgeração ou da minigeração, torna-se um importante disciplinador da política de tributos e encargos.

2.2 REQUISITOS PARA UMA ABERTURA DE MERCADO BEM-SUCEDIDA

As próximas seções detalham sete requisitos promotores de uma abertura de mercado bem-sucedida:

- (i) introdução e robustecimento de mecanismos que promovam segurança de mercado;
- (ii) separação entre as atividades de distribuição e comercialização de eletricidade;
- (iii) tratamento adequado de contratos legados;
- (iv) definição mais precisa sobre legislação e regulação da comercialização varejista;
- (v) regulamentação do Supridor de Última Instância;
- (vi) definição da estratégia e de programas de medição digital; e
- (vii) delimitação das responsabilidades entre as partes e a regulamentação da atividade de cobrança dos consumidores dada a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia.

2.2.1 SEGURANÇA DE MERCADO

O funcionamento adequado do mercado de energia requer o robustecimento da segurança da liquidação financeira das transações.

Todas as transações de comercialização física² de energia elétrica no Brasil são contabilizadas e liquidadas na **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**. Embora a CCEE disponha de autoridade para impor sanções e, no limite, efetuar o desligamento de agentes do mercado que não honrem os seus compromissos, a regulamentação vigente não proporciona à CCEE meios eficazes para monitorar e disciplinar o mercado.

Por exemplo, a regulamentação atual (Resolução Normativa 545/2013 da Aneel e Submódulo 5.1 dos Procedimentos de Comercialização da CCEE) só permite que o processo de desligamento de um consumidor livre ou especial que esteja inadimplente seja iniciado a partir do primeiro mês subsequente à efetivação da última suspensão de fornecimento de energia à unidade consumidora. A partir de então pode-se iniciar o processo de desligamento que envolve as seguintes etapas:

- instauração de processo administrativo pela CCEE;
- notificação do agente da CCEE;
- manifestação do agente no prazo de 10 dias;
- julgamento do agente no âmbito da CCEE, o que pode durar até 60 dias;
- notificação da decisão da CCEE no prazo de 5 dias; e
- notificação, feita pelo ONS e/ou pelas distribuidoras, de suspensão do suprimento às unidades consumidoras em até 10 dias da notificação da decisão.

Porém, a parte interessada pode fazer pedido de impugnação perante a CCEE, dirigida à Aneel, situação na qual (se a CCEE não reconsiderar totalmente a decisão impugnada) a parte interessada tem o prazo de 10 dias para remeter os autos à Aneel. Neste caso o processo de desligamento pode ser suspenso enquanto a Diretoria da Aneel analisa o caso.

Isto quer dizer que, durante todo esse período, contratos registrados permanecem válidos. Além disso, o agente inadimplente pode caucionar o valor principal da sua dívida, o que suspende o processo de desligamento e a imposição de restrições sobre o registro de novos

² O mercado de transações físicas se refere a mercados que envolvem a entrega física do produto, em contraponto ao mercado de transações estritamente financeiras. No Brasil, todas as transações físicas de compra e venda de energia elétrica que transita pela rede básica de transmissão são compensadas e liquidadas na CCEE, mas há várias plataformas privadas de negociação de derivativos de energia. Essas plataformas tipicamente envolvem transações bilaterais entre o vendedor e o comprador na forma de **contratos de diferença** para uma determinada quantidade de energia em determinado período, em que:

- o comprador se compromete a pagar ao vendedor a diferença entre o **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)** da CCEE e o **preço de exercício** do contrato (preço pactuado no contrato), quando esse é superior ao PLD; e
- o vendedor se compromete a pagar ao comprador a diferença entre o PLD e o preço de exercício do contrato, quando esse é inferior ao PLD.

O efeito combinado desses contratos de diferença com a liquidação de energia na CCEE é o de fixar a receita que o vendedor recebe e fixar o montante pago pelo comprador pela energia transacionada de forma a mitigar o risco de ambas as partes, reduzido

contratos ou alterações dos registros existentes. Essa longa tramitação para desligamento compulsório de agentes inadimplentes faz com que os montantes devidos se avolumem, agravando a situação.

Outro aspecto que gera preocupação são as baixas exigências para outorga de autorização a novos agentes que desejam atuar como comercializadores. A CCEE avalia que é necessário elevar os requisitos de conhecimento técnico e de capacidade financeira das comercializadoras para conferir um mínimo de robustez ao mercado (CCEE, 2020). O tema já foi discutido na primeira fase da **Consulta Pública 51/2020 da Aneel** e deve ter uma segunda fase de discussões em breve.

Mas o que mais preocupa é a possibilidade de alavancagem irrestrita pelos agentes. A maioria dos contratos são inseridos no sistema da CCEE na modalidade ‘registro contra pagamento’, o que permite que os agentes insiram o preço e a quantidade de energia transacionada apenas após a realização da transação (CCEE, 2021). A atratividade dessa modalidade é a minimização dos custos de transação para os agentes, mas ela torna a operação do mercado extremamente vulnerável, pois impossibilita qualquer forma de monitoramento das posições tomadas pelos agentes, o que não apenas dificulta a avaliação do risco da contraparte, mas também pode elevar o risco sistêmico, já que eventos de *default* podem desencadear uma crise de liquidez que impacta todo o mercado. É importante que o risco associado às posições dos agentes seja compatível (proporcional) à sua capacidade de honrar seus compromissos.

A fim de sanar essa deficiência a CCEE propõe uma série de medidas para proporcionar as condições mínimas de monitoramento prudencial do mercado:

- **a exigência de que os agentes publiquem mensalmente** informações que permitam a avaliação de seu risco, especificamente:
 - . o seu Valor em Risco (*Value at Risk - VaR*);
 - . os seus ativos líquidos disponíveis;
 - . o seu patrimônio líquido; e
 - . o seu fator de alavancagem.
- **o aporte de capital mínimo**, definido com base em todos os contratos de compra e venda de energia para os próximos seis meses, a partir do qual deve-se computar:
 - . o Valor em Risco considerando a curva de preços futuros (inicialmente estão sendo usados preços da BBCE, mas futuramente esses preços devem ser substituídos pela curva de preços construída pelos contratos registrados na própria CCEE);
 - . o risco considerando situações extremas, seja pelo Valor em Risco Condicionado (*Conditional Value at Risk - CVaR*) ou por Testes de Estresse (*stress tests*) que avaliam as exposições em cenários definidos pela CCEE;
- **a realização de inspeção prudencial** de 10% dos agentes a cada ano;
- **a tipificação de ‘condutas anômalas’** (criação artificial de demanda, manipulação de preços, operação fraudulenta, omissão de informações, e “atuação que cause grave e iminente risco ao mercado”), prevendo sanções para cada em função de sua gravidade.

Além disso, a CCEE propõe as seguintes medidas:

- **a introdução de uma etapa de ‘confirmação’** das transações, o que possibilitaria ajustes consensuais entre as partes, sem penalidades após a entrega da energia;
- a operacionalização do sistema para **exercício automático de ‘flexibilidade contratual’** (contratos que prevêm modulação das quantidades transacionadas com base nos montantes efetivamente medidos);
- a oportunidade de **recomposição retroativa de lastro contratual** quando a exposição for devida a ajuste de contrato por insuficiência de aporte de garantias financeiras do vendedor.

Com essas medidas, a CCEE busca reduzir custos de transação e estimular os agentes a registram seus contratos com antecedência, proporcionando maior transparência e segurança ao mercado.

As formas finais das exigências para comercialização no mercado, da regulação prudencial e dos meios de monitoramento do mercado podem diferir das propostas apresentadas pela CCEE, mas é absolutamente necessário implementar medidas como essas para proporcionar o mínimo de segurança ao mercado.

Outra iniciativa importante é a proposta de alteração da Resolução Normativa 904/2020 da Aneel para prever aporte financeiro dos agentes compradores que participem do Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia Elétrica das distribuidoras. Como esse mecanismo não proporciona instrumentos para as distribuidoras controlarem a exposição ao risco da contraparte nas transações resultantes do processo licitatório, torna-se importante introduzir mecanismos para mitigar este risco. O tema foi discutido na primeira fase da **Consulta Pública 46/2021 da Aneel**.

2.2.2 SEPARAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

Outro pré-requisito fundamental para uma liberalização equilibrada do mercado varejista é a **separação plena das atividades de comercialização de energia e de distribuição de energia**. As “atividades de distribuição” aqui tratadas são aquelas que se referem aos custos de transporte de energia para o consumidor final, o que a Aneel denomina ‘Fio B’ (em contraponto ao ‘Fio A’, que engloba a transmissão).

Essa separação é necessária por três motivos:

- as duas atividades econômicas são de naturezas muito diferentes;
- quando oferecidas conjuntamente não é possível evitar que uma atividade não impacte a prestação do serviço da outra atividade;
- as dificuldades intrínsecas para regular a atividade de comercialização resultam em soluções menos eficientes.

Em relação ao **primeiro motivo** – as profundas diferenças nas naturezas das atividades – destaca-se que a atividade de distribuição de energia é um monopólio natural, isto é, uma atividade que, em função da sua estrutura de custos, acaba sendo prestada pelo menor custo por uma única empresa em uma determinada área, e que requer regulação tarifária para evitar eventuais abusos de poder de mercado. Já a comercialização é uma atividade com características compatíveis com a livre concorrência. Essas diferenças marcantes entre as duas atividades implicam estruturas de mercado completamente diferentes, motivo que já seria suficiente para promover a separação plena das duas atividades.

O **segundo motivo** decorre da impossibilidade de se separar plenamente os custos quando as duas atividades são prestadas de forma conjunta. Quando uma única empresa provê as duas atividades, os custos de provisão dos serviços acabam se misturando, o que prejudica uma concorrência equilibrada entre as comercializadoras independentes e a comercialização regulada exercida pela distribuidora. Mesmo que se promova uma minuciosa segregação contábil dos custos das duas atividades, uma atividade acaba interferindo na outra devido aos riscos associados a cada atividade, e os riscos acabam se traduzindo em custos.

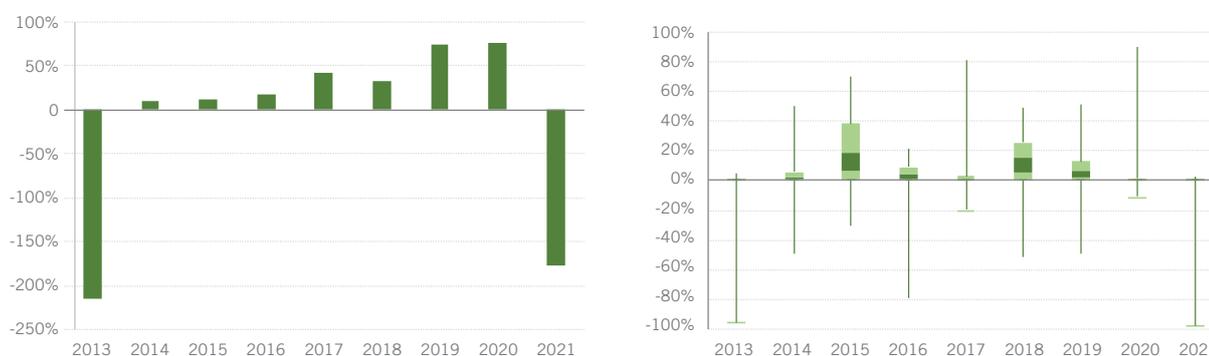
Um breve exame sobre como as variações nos custos de comercialização impactam a distribuição ajuda a entender melhor como os riscos de uma atividade impactam a outra atividade. Atualmente uma grande parcela dos riscos assumidos pelas distribuidoras decorre das atividades de comercialização de energia. Anualmente, a Aneel reajusta as tarifas para cobrir as despesas associadas às “atividades não gerenciáveis pelas distribuidoras”, o que a Aneel classifica como **‘Parcela A’** (que engloba os custos de aquisição de energia, de uso do sistema de transmissão e de encargos), mas ao longo dos meses entre os reajustes ou revisões tarifárias (os chamados “meses intraciclo”) sempre surgem diferenças entre:

- a provisão tarifária para cobertura dos custos da Parcela A, estabelecida no último reajuste ou revisão tarifária; e
- a despesa efetivamente incorrida relacionada à Parcela A.

Essas diferenças – positivas ou negativas – são contabilizadas pela Aneel mensalmente e corrigidas pela taxa Selic até a sua incorporação à tarifa por meio do ajuste dos chamados **Componentes Financeiros** (terminologia da Aneel) no próximo reajuste tarifário ou na próxima revisão tarifária periódica.

Embora essas diferenças sejam eventualmente compensadas, elas têm impactos financeiros relevantes para as empresas, pois a instabilidade de receitas e despesas correntes é um dos principais fatores de risco considerados pelos investidores e acabam impactando o seu custo de captação de recursos financeiros.

Nos últimos anos, os ajustes anuais para compensar os Componentes Financeiros têm sido um dos principais contribuidores para a volatilidade das tarifas. A Figura 3 apresenta a variação percentual dos Componentes Financeiros de cada ano em relação ao Índice de Reajuste Anual ou ao Índice de Revisão Tarifária Periódica.



(a) média de todas as distribuidoras

(b) distribuição de todas as distribuidoras

Figura 3: Variação dos Componentes Financeiros em relação ao Índice de Reajuste ou Revisão Tarifária

Fonte: Aneel – Revisões e Reajustes Tarifários. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O primeiro gráfico (Figura 3.a) apresenta a média aritmética dos Componentes Financeiros (em termos percentuais) de todas as distribuidoras em cada ano. Percebe-se que o ajuste em função dos Componentes Financeiros responde por uma parcela relevante dos reajustes anuais e, em alguns anos (2013, 2019, 2020 e 2021) chega a ser o principal determinante das variações tarifárias.

O segundo gráfico (Figura 3.b) é um *box plot*³ que oferece uma noção da distribuição das variações percentuais dos Componentes Financeiros de cada distribuidora em relação ao seu respectivo reajuste ou revisão. Esse gráfico mostra que, mesmo em anos nos quais o reajuste médio dos Componentes Financeiros foi baixo (como nos anos de 2014, 2015 e 2016), havia distribuidoras que sofreram reajustes elevados – positivos ou negativos – em função dos Componentes Financeiros.

A consequência disto é uma elevação do risco da comercialização regulada, que acaba aumentando o custo de captação de recursos financeiros requeridos não apenas para a realização das atividade de comercialização regulada, mas também – e principalmente – para a realização das atividade de distribuição de energia – atividade que é altamente intensiva em capital.

O terceiro motivo para justificar a separação entre a distribuição de energia e a comercialização de energia é a dificuldade de se regular a atividade de comercialização de energia. Um dos aspectos mais relevantes na comercialização de energia é a gestão de risco, algo que é complexo de se avaliar e de se precificar.

³ O *box plot* indica o valor máximo, o valor mínimo, o primeiro quartil (25%), segundo quartil (mediana) e terceiro quartil (75%). A escala do gráfico 3.b foi normalizada em relação à variação máxima e mínima de cada ano para permitir uma visualização melhor da dispersão dos reajustes do Componentes Financeiros das distribuidoras no respectivo ano.

Como detalhado na seção “2.1.2 GESTÃO DE RISCO”, os mecanismos de contratação adotados na comercialização de energia para atendimento dos consumidores servidos pelas distribuidoras são muito rígidos, o que restringe muito a possibilidade de administração do risco. Isso prejudica os consumidores que são atendidos pelas empresas reguladas.

Algum grau de intervenção regulatória na comercialização poderá ser necessário para disciplinar o fornecimento para os consumidores que não exercem – ou preferem não exercer – o seu direito de escolha de fornecedor.

2.2.3 CONTRATOS LEGADOS

A questão dos contratos legados se refere a como lidar com os contratos de longo prazo firmados pelas distribuidoras para atender aos consumidores regulados. Com a abertura de mercado, os consumidores regulados poderão optar por obter seu fornecimento de outro agente, mas as obrigações referentes aos contratos previamente firmados pela distribuidora para atender à demanda futura dos consumidores que optam por outro fornecedor no mercado livre permanecerão por muitos anos. Portanto, é necessário prever medidas para que estes contratos não se tornem um ônus para as distribuidoras e para os consumidores que permanecem sendo atendidos pelas distribuidoras no que se refere à comercialização de energia.

O primeiro passo para lidar com os contratos legados é estabelecer mecanismos que proporcionem mais flexibilidade para as distribuidoras revenderem os volumes de energia previamente contratados que se tornaram desnecessários em função da migração de consumidores para outros fornecedores.

Como descrito na seção “2.1.2 GESTÃO DE RISCO”, as alternativas disponíveis para a distribuidora vender o seu excedente de energia contratada são muito limitadas. O Mecanismo de Venda de Excedente de Energia, por exemplo, só permite a venda de energia por 3 a 12 meses. É preciso estabelecer mecanismos que permitam vender energia por prazos maiores. Isso reduziria os custos de transação e permitiria a venda da energia a preços mais estáveis e menos suscetíveis às condições conjunturais de oferta e demanda.

O problema dos contratos legados é mais intenso quando se refere à energia contratada de fontes mais caras. Parte da energia contratada pelas distribuidoras advém de usinas com custo de geração maior do que o custo de outras fontes disponíveis. Isso ocorre porque as diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia para os leilões não buscam assegurar a implantação de usinas com determinados atributos que as autoridades consideram importantes para assegurar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica ou para atender a outros objetivos da política energética. Portanto, sendo esta a justificativa, deveria ser feita a segmentação dos custos relacionados a essas usinas em dois componentes:

- energia, que deve refletir o custo marginal de geração da fonte mais barata disponível; e
- lastro, que expressa a diferença entre:
 - o custo da fonte contratada devido aos atributos que ela proporciona ao sistema elétrico; e
 - o custo marginal da geração da fonte mais barata disponível.

A parcela relacionada ao lastro deveria ser retirada dos **Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs)** e recuperada de todos os agentes (livres e regulados) por meio de encargos. Assim, o custo da confiabilidade do suprimento seria arcado uniformemente por todos os consumidores. Esse procedimento estaria alinhado à estratégia do governo para a comercialização de energia definida na pauta de “**modernização do setor elétrico**” explicitada na **Consulta Pública 33/2017** do Ministério de Minas e Energia e que foi, em grande medida, incorporada ao **Projeto de Lei 414/2021**, que tramita na Câmara dos Deputados, e ao **Projeto de Lei 1.917/2015**, que agora tramita no Senado. O procedimento também teria o benefício de tornar mais fácil a revenda dos excedentes de energia pelas distribuidoras, já que estes apresentariam preços competitivos.

Há também distorções em função dos riscos associados aos diferentes tipos de contratos. Os CCEARs na modalidade por disponibilidade, utilizados para a contratação de energia de ter-

melétricas, por exemplo, apresentam um custo baixo em períodos de baixo despacho termelétrico (quando pagam apenas a **Receita Fixa** da usina), mas que em períodos em que estas usinas são acionadas com mais intensidade há uma elevação do seu custo, pois é necessário cobrir o **Custo Variável Unitário** da energia produzida por estas mesmas usinas.

Já os **CCEARs no regime de cotas**, relativos às hidrelétricas cujas concessões foram renovadas sob o regime introduzido pela Lei 12.783 de 2013 (resultante da Medida Provisória 579 de 2012), e de **hidrelétricas que tiveram o seu risco hidrológico repactuado** (Lei 13.203 de 2015 e Lei 14.052 de 2020) alocam parte ou todo o risco hidrológico ao consumidor, o que implica variações do custo do suprimento em função das condições hidrológicas vigentes.

Há também as **cotas de Itaipu**, que incluem o risco hidrológico e o risco cambial, uma vez que o valor da potência contratada da usina binacional é denominado em dólar (Lei 5.899 de 1973).

Ainda pode haver algumas discrepâncias entre os preços de mercado e os preços dos CCEARs previamente firmados em função da duração dos contratos e do momento em que a energia foi contratada. Por exemplo, os preços da energia contratada em períodos de maior aversão ao risco – seja em função das condições macroeconômicas, seja em função das condições de oferta e demanda do setor elétrico – tendem a ser mais elevados. Portanto, pode ser necessário prever medidas específicas para lidar com estas situações.

2.2.4 COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA

A Lei 14.120/2021 alterou a redação da Lei 10.848/2004 para incluir as figuras do **Gerador Varejista, Comercializador Varejista e Consumidor Varejista**, mas não foi prevista uma delimitação clara dos papéis desempenhados pela comercialização atacadista e varejista.

Portanto, seria importante que a legislação estabelecesse uma fronteira clara entre os dois tipos de comercialização para minimizar os custos de transação e eliminar ambiguidades regulatórias.

A Lei também prevê a possibilidade de encerramento da representação de consumidores varejistas e suspensão do fornecimento por:

- rescisão (extinção) ou inexecução contratual;
- desligamento do gerador ou comercializador varejista (por inabilitação superveniente para a comercialização varejista pela CCEE); ou
- não diligência (falta de empenho) do consumidor em buscar a continuidade do seu atendimento.

A suspensão do fornecimento e o desligamento de agentes da CCEE por inadimplência ou descumprimento de outra obrigação são temas sensíveis e que deflagram muitas contestações judiciais. É importante que os processos de suspensão do fornecimento e desligamento sejam claros e céleres para que o mercado possa funcionar de forma eficiente. Com este intuito, seria desejável que a legislação fosse mais explícita quanto:

- aos critérios e processos de suspensão do fornecimento a fim de reduzir o risco de prolongados e custosos litígios;
- à determinação sobre quando e como um consumidor passa a ser atendido pelo Supridor de Última Instância (cujo papel é detalhado na próxima seção).

2.2.5 SUPRIDOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA

A viabilização da comercialização varejista requer a regulamentação da figura do **‘Supridor de Última Instância’** para assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor varejista. Por exemplo, quando um gerador varejista ou comercializador varejista é desligado da CCEE, é preciso prever outro agente para assegurar a continuidade do atendimento da carga dos consumidores varejistas previamente atendidos pelo agente supridor desligado.

Geralmente se prevê que o Supridor de Última Instância seja uma empresa regulada, já que tal suprimento pode ser visto como um serviço de comercialização imposto ao agente comerciali-

zador que assume esta responsabilidade e que pode alterar significativamente a sua estrutura de custos e de riscos assumidos.

Mas é possível estabelecer mecanismos de mercado que viabilizem a realocação desses consumidores a comercializadores livres sem alterar as condições de fornecimento dos consumidores previamente pactuadas com o agente supridor que foi desligado e sem abalar o equilíbrio econômico-financeiro das comercializadoras que assumem a responsabilidade de atender a tais clientes. Isso pode ser realizado por meio de um processo licitatório em que comercializadores competem entre si para atender aos consumidores que ficaram sem supridor, mantendo as condições previamente pactuadas nos contratos firmados entre o supridor anterior e esses consumidores, com a previsão de uma “transferência” a ser dada pelo Poder Concedente ao novo comercializador.

O valor da transferência seria definido com base nos lances de oferta das comercializadoras no processo licitatório. Em períodos de risco elevado (quanto há elevada inadimplência, por exemplo) os valores das transferências requeridas pelos comercializadores tenderiam a ser mais elevados, e em períodos de baixo risco ou alta disputa por clientes, tenderiam a ser baixos – ou mesmo negativos, o que implicaria pagamentos (e não recebimentos) pelas comercializadoras ao Poder Concedente pelo direito de agregar tais consumidores à sua carteira de clientes.

Esse mecanismo tem a vantagem de proporcionar um meio de ajuste automático para levar em conta as variações conjunturais de risco. Tal arranjo, aliás, é recomendado pela *Australian Energy Market Commission* na última edição do seu relatório que avalia a evolução do mercado varejista na Austrália (AEMC, 2020). Essa edição inclusive avaliou a robustez do mercado diante do aumento de inadimplência entre os consumidores ocasionada pela pandemia da covid-19. Uma das soluções sugeridas para assegurar o suprimento dos consumidores da comercializadora falida é a de promover o seu remanejamento por meio de um processo licitatório em que comercializadoras concorrerem entre si para atender aos antigos consumidores da comercializadora falida com lances de oferta de preços para as transferências a serem recebidas do Poder Concedente. Este tipo de mecanismo não apenas assegura a continuidade do suprimento aos consumidores atendidos pela empresa falida, mas também cria um mecanismo de mercado para prover alívio aos agentes em períodos de estresse.

2.2.6 MEDIÇÃO

A troca de antigos medidores analógicos por medidores digitais, ilustrados na Figura 4, é um aspecto importante no processo de modernização da comercialização de energia elétrica. Os medidores analógicos medem apenas o consumo acumulado (kWh) desde a última leitura, enquanto os medidores digitais permitem o acompanhamento da carga horária em tempo real, além de viabilizar a agregação de uma série de outros atributos, como ligamento e desligamento remoto, tarifação diferenciada por horário e por potência máxima demandada, entre outros. No longo prazo, a substituição da medição é chave para possibilitar o pleno aproveitamento dos benefícios que a livre comercialização pode proporcionar.

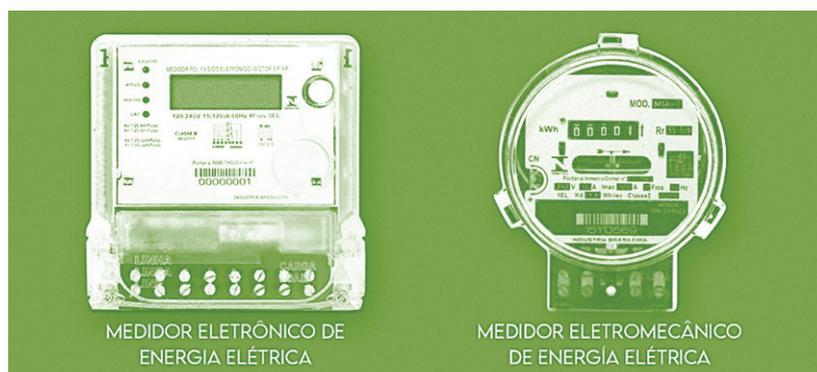


Figura 4: Medidor digital (eletrônico) e analógico (eletromecânico)

A medição é um ativo estratégico, pois permite uma melhor gestão do fornecimento ao prover informações sobre como a energia está transitando na rede em cada momento. Mas para que essa gestão ótima das redes de distribuição possa ser alcançada é importante que a medição seja controlada pelas distribuidoras de forma a assegurar a compatibilidade e uniformidade da tecnologia empregada e permitir o pleno aproveitamento das informações proporcionadas pela medição.

A medição mais detalhada também permite explorar os ganhos potenciais da resposta da demanda, o que possibilita uma redução dos custos de fornecimento de energia.

No entanto, é importante ter em mente que, em muitas situações, a tarifação por posto tarifário (diferenciação horária) com base no perfil de consumidores típicos pode ser mais adequada e mais barata. Se o objetivo é apenas o de adotar uma tarifação mais apropriada para cada classe de consumo, tal simplificação é possível, o que possibilita o uso dos medidores mais simples. Mas tal simplificação não permite que o consumidor individual colha as recompensas – e as penalidades – derivadas do ajuste do seu perfil de consumo horário, o que reduz o poder da resposta pela demanda.

Feita essa ressalva que busca considerar o custo de substituição de medidores e seu impacto tarifário para os consumidores (especialmente em anos de alta pressão tarifária), a troca de medidores deve ser buscada e promovida no médio e longo prazos para viabilizar melhor gestão da rede de distribuição e maior resposta da demanda. Com isso em mente, programas de promoção da substituição de medidores em massa deve ser considerados, pois tais programas possibilitam uma ação planejada e ganhos de escala que podem reduzir significativamente o custo das trocas por medidores mais modernos. Por outro lado, a substituição em massa pode implicar o descomissionamento prematuro de medidores que ainda dispõem de vários anos de vida útil remanescente. A decisão de se promover um programa de substituição de medidores em massa deve levar em conta todos esses custos e benefícios.

2.2.7 COBRANÇA

A separação entre as atividades de distribuição e comercialização gera a possibilidade de cobrar por esses serviços de forma independente. No entanto, convém prever a possibilidade de cobrança em uma única fatura emitida pela distribuidora, pois esta opção reduz custos de transação para as partes e facilita a gestão da inadimplência.

O regulador, portanto, deve prever procedimentos para facilitar a **integração dos serviços de cobrança** da distribuidora e comercializadora(s), assim como a **regulamentação de suspensão do fornecimento em caso de inadimplência** de uma das partes para facilitar a implementação da cobrança unificada por aqueles que optarem por essa modalidade de cobrança.

Recomenda-se que, para consumidores conectados em baixa tensão, adote-se a fatura unificada e que o seu fornecimento seja contratado com apenas um gerador varejista ou comercializador varejista (além, obviamente, do contrato com a distribuidora, que continuaria provendo o serviço de transporte local ou “Fio B”). Esta recomendação parte da premissa segundo a qual as complicações introduzidas pelo fornecimento por múltiplos comercializadores ou geradores varejistas – cada qual com seu sistema de cobrança – superam os benefícios da cobrança separada no caso de consumidores de pequeno porte conectados na baixa tensão.

3 PROMOVENDO O DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Muitos de nossos recursos energéticos que se encontram dispersos na natureza (fontes primárias de energia) não eram aproveitados no passado devido aos custos de seu desenvolvimento, integração e coordenação. Com a inovação tecnológica e a expansão das redes de transmissão e distribuição, a exploração de muitos desses recursos energéticos distribuídos passou a ser viável, possibilitando assim a redução de custos de fornecimento de energia, diminuindo os impactos ambientais e otimizando o funcionamento do sistema.

Esses recursos energéticos distribuídos envolvem não apenas as diversas fontes e tecnologias de geração de energia, mas também equipamentos que possibilitam maior resposta pelo lado da demanda, fator que se torna mais relevante à medida que uma parcela cada vez maior da geração advém de fontes não controláveis (não despacháveis) pelo Operador do Sistema.

Embora a exploração desses recursos energéticos distribuídos seja economicamente viável, ela não deslança espontaneamente por uma série de fatores. Há barreiras decorrentes do arcabouço regulatório vigente, que não contempla algumas especificidades relacionadas à exploração desse recursos. Há a inércia dos próprios agentes, que tendem a concentrar suas atenções nas alternativas com as quais estão mais familiarizados. Há as incertezas associadas à exploração desses recursos, que ainda não foram devidamente testados e provados. E há também o problema de baixa escala nas fases iniciais de exploração de uma nova tecnologia, que por sua vez implica custos unitários iniciais mais elevados.

Diante dos fatores acima, faz sentido conceber políticas públicas para promover a exploração dos recursos energéticos distribuídos, desde que isso seja feito de forma economicamente sustentável para todos os agentes envolvidos.

O Brasil tem avançado bastante na promoção da Geração Distribuída por meio do sistema de Compensação de Energia, mas essa modalidade tarifária requer ajustes para assegurar a sustentabilidade de longo prazo da atividade.

Já o desenvolvimento da resposta da demanda precisa ser fomentado porque o país tem avançado muito pouco nestes mecanismos (apesar de algumas iniciativas recentes como o programa de resposta à demanda voluntária instituído pela Resolução Normativa 792/2017, com alterações promovidas pela Resolução Normativa 887/2020).

As próximas seções discutem os seguintes temas atrelados à promoção de recursos energéticos distribuídos:

- o **Sistema de Compensação de Energia**, incluindo seus marcos legais e regulatórios mais relevantes (Resolução Normativa 482/2012 e Projeto de Lei 5.829/2019);
- alternativas de **precificação** que reflitam a dinâmica da geração distribuída (refletindo as condições de oferta e demanda em cada ponto da rede e em cada momento);
- a relevância de outras formas de oferta de recursos energéticos distribuídos pelo consumidor, além da geração distribuída (**armazenamento e resposta da demanda**); e
- o **novo papel que as empresas de distribuição** de energia elétrica poderão desempenhar em um futuro não tão distante.

3.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O Sistema de Compensação de Energia foi introduzido pela Aneel em 2012 pela **Resolução Normativa 482/2012**. Trata-se de uma forma de tarifação com base no consumo líquido de consumidores que detêm geração própria. O sistema é bastante utilizado em várias partes do mundo, sendo conhecido como *net metering*. Essa modalidade tarifária é eficaz na promoção de geração própria nas unidades de consumo a partir de ‘fontes não controláveis’, como a geração fotovoltaica, cujo perfil de produção horária não se coaduna com o seu perfil de consumo.

O Sistema de Compensação de Energia consiste em uma permuta de energia entre a distribuidora e o consumidor: a distribuidora recebe a energia excedente do consumidor quando a sua geração excede o seu consumo, em troca de energia fornecida pela distribuidora em outros horários quando o seu consumo supera a sua geração própria.

Um problema comum que tem surgido com a introdução do net metering – no Brasil e em outros países – é que a **estrutura tarifária** (a forma paramétrica adotada para definir o montante a ser pago por cada consumidor) não foi concebida pensando nessa possibilidade, ocasionando uma série de distorções. Em um primeiro momento, resulta em recolhimento de receita insuficiente para a cobertura de todos os custos de fornecimento. E, em segundo momento, distorce a alocação de custos entre os diversos consumidores, desonerando alguns e onerando outros. Esse problema é descrito em mais detalhes na sequência.

3.1.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 DA ANEEL

O Sistema de Compensação de Energia originalmente introduzido no Brasil contemplava apenas a possibilidade de autoprodução (ou **‘autoconsumo’** na linguagem da Aneel) a partir de unidades de geração instaladas na unidade do consumidor de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com capacidade igual ou inferior a 1 MW. As restrições foram mais tarde relaxadas para admitir unidades de geração com capacidade de até 5 MW de fontes renováveis conectadas à rede de distribuição.

Atualmente, as centrais geradoras admitidas no Sistema de Compensação são classificadas em dois grupos:

- **microgeração:** com potência de até 75 kW de fonte renovável ou ‘cogeração qualificada’ instalada em unidade consumidora conectada à rede de distribuição;
- **minigeração:** com potência maior que 75 kW e não superior a 5 MW de fonte renovável ou ‘cogeração qualificada’ instalada em unidade consumidora conectada à rede de distribuição.

A distinção entre a micro e a minigeração é relevante para fins de definição dos requisitos para obtenção de acesso à rede de distribuição. No caso da microgeração cabe à distribuidora arcar com os custos de adequação do sistema de medição e de eventuais melhorias ou reforços da rede que forem necessários para injeção de energia pela central de geração do consumidor, enquanto no caso da minigeração cabe ao consumidor arcar com tais custos. Ambos os grupos são isentos da obrigação de firmar contratos de uso e conexão geralmente exigidos de centrais geradoras, mas exige-se a celebração de ‘Acordo Operativo’ dos consumidores com minigeração e emissão de ‘Relacionamento Operacional’ pela distribuidora para os consumidores com microgeração (conforme **Submódulo 3.7 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist**).

Em 2015, a Aneel ampliou o rol de possibilidades de enquadramento no Sistema de Compensação de Energia para contemplar (Resolução Normativa 687/2015) as seguintes modalidades:

- **autoconsumo remoto:** consumidor que dispõe de geração distribuída instalada em uma de suas propriedades para uso em outras unidades de consumo de sua titularidade na mesma área de concessão de distribuição;
- **empreendimento com múltiplas unidades de consumo:** conjunto de consumidores localizados na mesma propriedade ou em propriedades contíguas que repartem a produção de energia de uma central geradora instalada no local; e
- **geração compartilhada:** reunião de consumidores, dentro de uma mesma área de concessão de distribuição, que possua central de geração em local diferente das unidades consumidoras.

A Figura 5 resume as formas de enquadramento no Sistema de Compensação de Energia no Brasil.

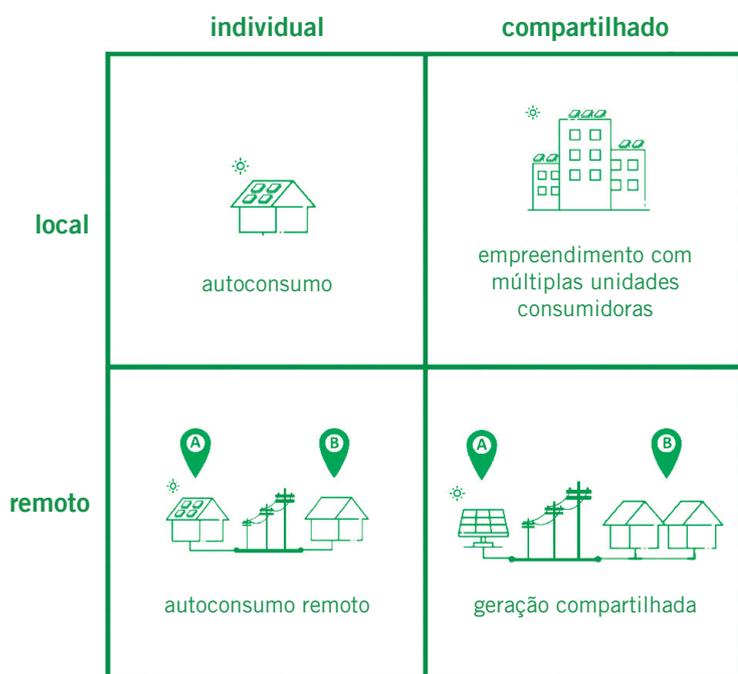


Figura 5: Formas de enquadramento no Sistema de Compensação de Energia

Fonte: Hochstetler e Born (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Essas novas formas ampliaram substancialmente o rol de possibilidades de adesão a essa modalidade tarifária, já que passou a ser possível que aqueles que não dispõem da possibilidade de instalação de geração distribuída em sua unidade de consumo possam obter a energia de instalações localizadas em outro endereço. As nova formas também permitem o dimensionamento ótimo das centrais de geração nas unidades de consumo, direcionando a energia excedente para outras unidades de consumo.

Uma vez registrados os avanços no Sistema de Compensação de Energia, é crucial entender alguns fundamentos sobre tarifação para que seja possível captar as distorções que esse mesmo sistema produz. Esse é o objetivo da próxima subseção.

3.1.2 AS DISTORÇÕES PRODUZIDAS PELO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

A **Tarifa Convencional**, modalidade tarifária empregada pela maioria dos consumidores de baixa tensão, é a mais empregada no Brasil. Ela é cobrada com base no consumo acumulado do consumidor ao longo do mês (R\$/kWh). O apelo dessa modalidade tarifária é a sua simplicidade, pois além de ser de fácil compreensão para o consumidor, requer um sistema de medição muito simples. No entanto, a tarifa de fornecimento deve cobrir diversos componentes cada qual com naturezas muito diferentes. Os principais componentes de custo são:

- a geração ('energia');
- a transmissão ('Fio A');
- a distribuição ('Fio B');
- as perdas (técnicas e não técnicas); e
- os encargos.

Alguns desses custos variam proporcionalmente ao consumo acumulado no mês, como a energia, as perdas e a maioria dos encargos. Já outros custos são fixos, sendo dimensionados em função

da potência máxima demandada, como é o caso dos componentes Fio A e Fio B. Como a Tarifa Convencional computa o valor devido em função do consumo, ela funciona bem para cobrir os custos de energia e encargos, mas para os demais componentes a arrecadação pode distanciar-se dos custos efetivamente incorridos quando houver alteração do padrão de consumo esperado.

Como o Sistema de Compensação de Energia determina o montante devido em função do consumo líquido do consumidor, esses consumidores deixam de pagar parte dos custos das demais componentes tarifárias não relacionadas à geração de energia.

Em um primeiro momento isso resulta em déficit de arrecadação da distribuidora, que na próxima revisão tarifária acaba sendo corrigido, mas com o efeito de elevar o custo de fornecimento para os consumidores que não aderem ao Sistema de Compensação de Energia. Em outras palavras, o Sistema de Compensação de Energia, aplicado à Tarifa Convencional, subsidia os consumidores que optam pela minigeração ou microgeração distribuída e onera os demais consumidores que não dispõem de geração distribuída.

Mesmo na parcela de energia pode haver distorções, já que a energia injetada na rede em um determinado horário pelo consumidor que adere ao Sistema de Compensação de Energia frequentemente tem valor diferente da energia compensada em outro horário. Como a Tarifa Convencional não varia ao longo do dia, esse efeito é negligenciado e dá origem a outra fonte de distorção.

A tarifa convencional foi criada para promover a geração distribuída a partir de fontes renováveis. Nas fases iniciais de inserção da minigeração e microgeração, o custo de concessão dos subsídios implícitos desse sistema era pouco impactante para os demais consumidores, mas muito relevante para viabilizar a inserção da geração distribuída renovável.

Mas hoje ocorre o inverso: o custeio desses subsídios pelos demais consumidores já se torna bastante impactante e a sua importância para a viabilização da geração distribuída se torna pouco relevante dada a queda do custo dessas tecnologias.

É imprescindível ajustar, o quanto antes, a magnitude dos subsídios implícitos para assegurar a sustentabilidade do sistema, mesmo porque, como se observa na Figura 6, desde 2016 a capacidade instalada de minigeração e microgeração distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica vem crescendo a uma taxa média de 165% ao ano, chegando a superar 8 GW de potência em 2021.

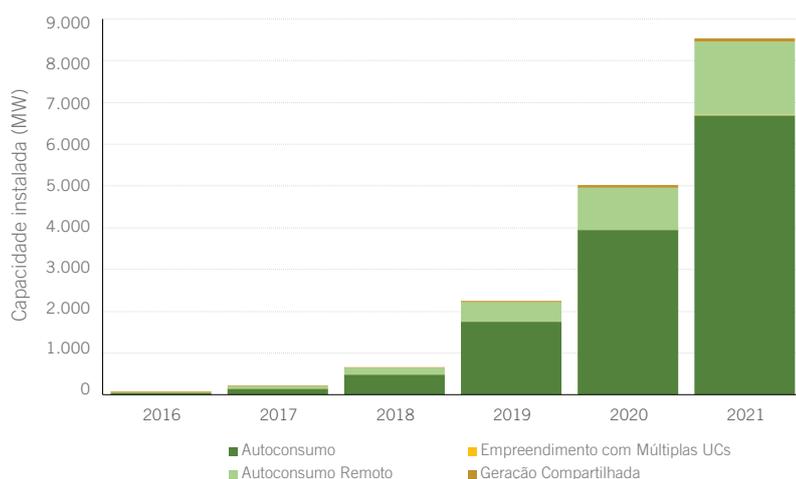


Figura 6: Expansão da geração distribuída sob o Sistema de Compensação de Energia

Fonte: Aneel – Microgeração e Minigeração Distribuída (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A Aneel tem consciência disso e propôs a redução gradual dos subsídios implícitos na **Consulta Pública 25/2019**. O tema levou a uma grande mobilização pelas partes interessadas na manutenção do sistema na forma vigente, o que levou o Congresso a se envolver na questão, como discutido a seguir.

3.1.3 PROJETO DE LEI 5.829/2019 (CONVERTIDO NA LEI 14.300/2022)

Os parlamentares começaram a debater o Sistema de Compensação de Energia em novembro de 2019, quando o deputado Silas Câmara apresentou o Projeto de Lei 5.829/2019. O projeto tramitou pela Comissão de Minas e Energia até novembro de 2020, quando houve requerimento de urgência que levou o projeto a ser apreciado diretamente no Plenário da Câmara. Após reiteradas rodadas de negociação, houve a aprovação do substitutivo elaborado pelo relator deputado Lafayette de Andrade. No final de dezembro o projeto foi aprovado no Senado com algumas emendas (das quais apenas uma foi aprovada para permitir a divisão de unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos para enquadramento nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída). Em janeiro de 2022 o projeto foi sancionado pela Presidência, sendo convertido na Lei 14.300.

A Lei prevê uma gradual redução dos subsídios implícitos oferecidos para novos empreendimentos de geração distribuída (para os já outorgados as regras vigentes permanecem por 25 anos), com a inclusão gradual dos custos do componente 'Fio B' (custos de distribuição) entre 2023 a 2029 (adicionando 15 pontos percentuais do custo relativo a esse componente a cada ano) (art. 27).

Já no caso dos consumidores maiores (aqueles com minigeração com capacidade instalada superior a 0,5 MW de fonte não despachável), prevê-se a incorporação imediata (§1º do art. 27):

- dos custos relacionados ao componente 'Fio B' (distribuição);
- de 40% dos custos do componente 'Fio A' (transmissão); e
- dos custos relacionados aos seguintes encargos:
 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
 - Pesquisa e Desenvolvimento; e
 - Eficiência Energética.

Além disso, a partir de 2030 a geração distribuída deve passar a incluir todos os componentes tarifários, cobrando (art. 17):

- a energia, em função do consumo de energia fornecido pela rede de distribuição no mês; e
- os componentes tarifários não associados ao custo de energia com base no uso ou na demanda, conforme regulamentado pela Aneel, com abatimento dos benefícios propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

A fim de atender a esse último requisito, a Lei determina que a Aneel deve realizar um estudo em até 18 meses de sua publicação para calcular os benefícios da minigeração e microgeração (§2º do art. 17) com base em diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Embora estudos avaliando os custos e benefícios da geração distribuída sejam muito importantes, a noção de que os benefícios da geração distribuída são uniformes é equivocada, pois esses variam muito em função:

- do local em que a geração distribuída é instalada;
- da capacidade instalada; e
- das características da fonte de geração relativo ao perfil da carga.

A diversidade de custos e benefícios da geração distribuída exigirá o desenvolvimento de uma forma de precificação mais apurada para refletir melhor as condições do sistema. Esse é o tema da próxima subseção.

3.2 PRECIFICAÇÃO

Como mencionado na seção “3.1.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 DA ANEEL”, a Tarifa Convencional é uma tarifa volumétrica, cujo pagamento varia de mês a mês apenas em função do consumo de energia acumulado no mês. Isso acarreta distorções já que alguns componentes de custo não são correlacionados ao consumo de energia acumulado no mês.

Além disso, a alocação de custos entre consumidores é determinada em função de agrupamentos dos consumidores em diversas classes de consumo. A classificação dos **consumidores-típicos** é definida com base no nível de tensão em que estão conectados na rede de distribuição e em função do seu perfil de consumo horário. O perfil de consumo, por sua vez, é aferido por meio de **Campanhas de Medição** realizadas a cada revisão tarifária, quando se mensura o consumo horário de uma amostragem de consumidores. Com isso, pode-se alocar os custos da rede entre os consumidores em função do seu uso das redes de transmissão e distribuição, conforme metodologia definida no **Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret** que leva em conta:

- os **custos marginais de expansão** de cada módulo de equipamento e obra em cada nível do ‘diagrama unifilar simplificado’ (representação simplificada da rede de distribuição em que os ativos, os fluxos de potência e o fator de perdas de potência são segmentados por nível de tensão, como ilustrado na Figura 7);
- a **proporção do fluxo de potência** de cada classe de consumo no momento de carga máxima;
- o **fator de responsabilidade de potência do consumidor-típico**, durante cada posto tarifário, com base no seu respectivo perfil de carga horária.

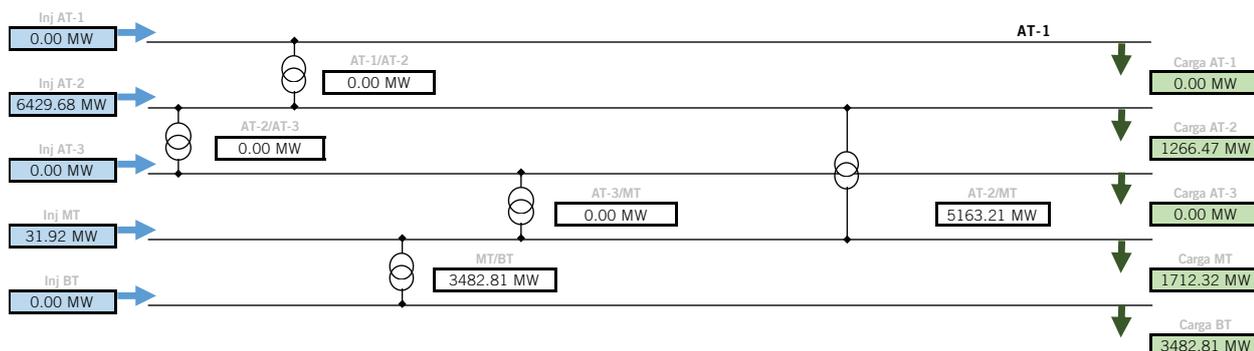


Figura 7: Diagrama Unifilar Simplificado

Fonte: Aneel – Revisão Tarifária Periódica (2021) – Planilha de Tarifa de Referência (CP 77/2021 – TR_v2.9-Light – Final CP).

Essa metodologia funciona bem quando o perfil de consumo horário entre clientes pertencentes a uma classe de consumidor-típico é homogêneo e quando respeita a configuração histórica de fornecimento *top-down*, em que a energia é produzida por grandes centrais elétricas conectadas na rede básica de transmissão e então é distribuída das redes em alta tensão para as redes de baixa tensão. Os problemas com esta metodologia surgem quando:

- o comportamento dos consumidores individuais destoa do padrão da classe de consumidor-típico ao qual pertencem (algo comum quando o consumidor opta por instalar uma central geradora em sua unidade de consumo) ou quando o consumidor deseja se engajar em programas de resposta da demanda;
- o custo da energia nos momentos em que o consumidor injeta sua energia excedente na rede de distribuição difere do custo da energia nos momentos em que o consumidor retira energia da rede; e
- a geração distribuída passa a se expandir rapidamente, alterando estruturalmente os fluxos de potência na rede de distribuição, o que pode resultar em grandes alterações na alocação de custos da rede de distribuição entre consumidores.

Esses fatores acabam levando a uma alocação de custos entre consumidores não aderente aos custos e benefícios que eles proporcionam ao sistema.

Em suma, os custos e benefícios dos recursos energéticos distribuídos dependem da configuração do sistema e do padrão da carga dos consumidores. Como esses fatores são continuamente modificados, o preço pelo uso das redes e o preço da energia produzida também precisa se ajustar para refletir adequadamente as condições de oferta e demanda.

Por estas razões, é necessário que a precificação seja dinâmica, adaptando-se continuamente para refletir as condições vigentes, contemplando:

- uma **precificação multinomial**: a fórmula paramétrica utilizada para ajustar preços deve ser estruturada para contemplar as diversas dimensões relevantes, tais como:
 - o consumo de energia acumulado no mês;
 - a potência máxima demandada;
 - fatores
- uma **precificação horária**: a precificação deve refletir as condições de oferta e demanda em cada momento; e
- uma **precificação locacional**: quando há gargalos na rede de distribuição, a precificação deve refletir as condições de oferta e demanda específicas em cada local da rede.

Se o Sistema de Compensação de Energia fosse adotado com uma precificação dinâmica que refletisse fidedignamente as condições de oferta e demanda em cada ponto e cada momento, a ocorrência de subsídios implícitos entre consumidores seria eliminada. Isso levaria os consumidores a tomarem suas decisões de investimento em geração distribuída levando em conta seu efetivo benefício para o sistema, o que propiciaria decisões de investimento mais eficientes.

3.3 PROVISÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS PELO CONSUMIDOR

Os **recursos energéticos distribuídos** não se resumem à geração distribuída, pois também englobam:

- os ativos de **armazenamento** de energia (como baterias e hidrelétricas reversíveis) que podem retirar energia da rede em períodos de abundância de oferta para prover energia em momentos em que a oferta é mais escassa; e
- a **resposta da demanda**, mecanismo pelo qual se promove o gerenciamento do lado da demanda para ajustar o consumo em função das condições vigentes no mercado de energia, seja pelo deslocamento do consumo para outros momentos, seja via redução ou aumento do consumo total em função do preço.

Essas outras formas de recursos energéticos distribuídos podem participar do mercado de duas formas:

- **provisão de energia**: pela incorporação do recurso energético ao processo de definição do ‘pré-despacho’ para atendimento da carga prevista para o dia seguinte; ou
- **provisão de serviços ancilares**: pela disponibilização do recurso energético para provisão de serviços visando a resguardar a segurança e qualidade do suprimento de energia elétrica como, por exemplo, a oferta de ‘reserva de potência operativa’, utilizada para promover o controle de frequência.

A resposta da demanda torna-se um ‘recurso do sistema’ quando passa a ser ‘despachável’ pelo Operador do Sistema, isto é, quando a ação do consumidor pode ser incorporada ao planejamento da operação para promover o equilíbrio entre a oferta e a demanda. No entanto, este tipo de recurso requer que haja:

- clareza quanto à carga que ocorreria na ausência da resposta da demanda, o que é referido no setor como a **‘linha de base’**;
- confiança de que se pode contar com a efetivação da ação programada.

Ambos pré-requisitos são de complexa implementação, pois: (i) a carga sempre apresenta um elemento aleatório que não pode ser plenamente previsto; e (ii) esse mecanismo depende do comportamento do consumidor, que também está sujeito a variações. Mas essas barreiras vêm sendo superadas com a adoção de sistemas de medição mais precisos – que permitem um acompanhamento em tempo real – e com a adoção de **‘aparelhos inteligentes’** que podem ser programados ou acionados à distância em função das condições do mercado.

Cabe também registrar que um dos principais desafios na provisão de serviços a partir desses recursos energéticos distribuídos é sua gestão. Como a demanda por tais serviços depende das condições do sistema, é necessário que os agentes acompanhem de perto as condições do mercado. No entanto, para a maioria dos consumidores o custo de acompanhamento do mercado supera o benefício a ser obtido pela provisão do serviço.

Nesses casos, a provisão desses serviços só se torna viável quando consumidores se juntam para remunerar um gestor para coordenar a operação de seus recursos energéticos distribuídos. Os prestadores desse serviço de gestão são denominados **‘agregadores’**, cuja função essencial é coordenar a operação de recursos energéticos distribuídos para que estes conjuntamente se comportem como uma ‘usina virtual’.

3.4 NOVO PAPEL DA DISTRIBUIÇÃO

A exploração das oportunidades trazidas pelos avanços tecnológicos depende do desenvolvimento de uma infraestrutura institucional. Parte dessa infraestrutura institucional está associada ao marco regulatório e pode ser atendida com revisões da regulamentação, como no caso do Sistema de Compensação de Energia (Resolução 482/2012 da Aneel e o Projeto de Lei 5.829/2019).

Mas a infraestrutura institucional requerida para o aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos também envolve aspectos de cunho operacional nos quais as distribuidoras desempenharão um papel central. Como ilustrado na Figura 8, as distribuidoras serão cruciais na viabilização do pleno aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos por meio de:

- geração a partir de parque eólico conectado diretamente na rede de distribuição;
- geração a partir da cogeração em uma fábrica;
- serviços de armazenamento de energia por uma hidrelétrica reversível conectada na rede de distribuição;
- geração a partir de uma fazenda solar conectada na rede de distribuição;
- geração a partir de um parque híbrido conectado (solar/eólico) na rede de distribuição;
- geração proveniente de placas fotovoltaicas no teto das residências de consumidores e serviços de armazenamento em bateria de seus veículos elétricos; e
- serviços de armazenamento e prestação de serviços ancilares a partir de uma central de baterias.



Figura 8: Distribuidora como integradora dos Recursos Energéticos Distribuídos

A integração dos recursos energéticos distribuídos se dá pelas redes de distribuição. Portanto, é muito importante harmonizar os investimentos em recursos energéticos distribuídos com base na capacidade disponível da rede existente e com os planos de expansão da rede de distribuição. As distribuidoras também desempenharão um papel central na disponibilização de informações necessárias para a provisão de serviços pelos recursos energéticos distribuídos.

Além disso, as distribuidoras podem fomentar a exploração de recursos energéticos distribuídos estabelecendo plataformas que facilitem a operacionalização da oferta desses serviços. Afinal, é de interesse das concessionárias de distribuição que as redes sejam utilizadas da forma mais eficiente possível para agregar valor para os seus clientes, sejam eles geradores, consumidores ou ‘armazenadores’.

Mas os novos papéis acima não serão realidade se profundas transformações não forem viabilizadas. Nos dias de hoje a atuação das distribuidoras é basicamente reativa, uma vez que as concessionárias buscam adaptar-se incessantemente para atender às demandas de seus usuários. Mas no futuro as distribuidoras poderão passar a ter um papel pró-ativo para promover a integração de recursos energéticos distribuídos.

No entanto, para que as distribuidoras possam promover essas transformações, algumas adaptações na regulação serão necessárias. A Aneel tem consciência disto, e contratou um

estudo para avaliar as melhores práticas em outros países e propor formas para lidar com esta questão. O estudo foi disponibilizado na **Tomada de Subsídios 11/2021** para colher reflexões dos agentes.

Um dos desafios que precisa ser superado é como adaptar a regulação para incentivar as distribuidoras a incorporar as alternativas fornecidas pelos recursos energéticos distribuídos (conceito referido internacionalmente como *'non-wire alternatives'*) aos seus planejamentos. Atualmente as distribuidoras são incentivadas a ampliar suas instalações sempre que gargalos são encontrados em suas redes, mas muitas vezes a solução mais econômica para aliviar esses gargalos pode ser obtida com serviços prestados por recursos energéticos distribuídos.

Na Nota Técnica 76/2021-SRD/Aneel são elencadas algumas das soluções regulatórias que têm sido empregadas para promover a incorporação dos recursos energéticos distribuídos ao planejamento das concessionárias de distribuição:

- remuneração da distribuidora com base em uma **receita máxima (*revenue cap*)** em vez de por um preço teto (*price cap*) para incentivar a distribuidora a buscar uma forma de atender ao seu mercado ao menor custo, independentemente do seu efeito sobre a receita tarifária;
- **regulação por comparação considerando os custos totais** (*'totex'*, ou seja, incluindo tanto os custos de capital quanto os custos operacionais), o que elimina eventuais distorções que podem surgir do tratamento regulatório diferenciado dado aos dispêndios de capital (*capex*) e aos custos operacionais (*opex*);
- definição de tarifas com base em **projeção prospectiva de custos** (*forward looking*);
- adoção de **'mecanismos de incerteza'**, pelos quais se permite ajuste de tarifas em função de alterações no crescimento do mercado;
- **reconhecimento de custos associados a projetos de inovação** da rede e medidores inteligentes.

Esse processo de avaliação sobre como adaptar o regime regulatório para permitir que as distribuidoras busquem as alternativas mais eficientes – incluindo a exploração de recursos energéticos distribuídos – é um elemento fundamental para ensejar uma transição bem sucedida e aderente ao novo contexto em que se situa o setor elétrico.

4 CONCLUSÃO

Ainda não está claro como o mercado de energia evoluirá, mas já é possível antecipar que haverá uma mudança muito relevante nas próximas décadas em função de um crescente engajamento dos consumidores na gestão do seu fornecimento de energia elétrica.

Historicamente, cabia sempre ao lado da oferta ajustar-se continuamente para atender às variações da carga. Também recaía sobre o lado da oferta a responsabilidade pelo planejamento centralizado do fornecimento de energia e pela gestão dos riscos envolvidos. Mas isso vem se modificando aos poucos, com o lado da demanda passando a participar mais ativamente no mercado de energia.

É relevante notar que, por um lado, essa nova realidade potencializa economias (ao reduzir os requisitos demandados do parque gerador e das redes de transmissão e distribuição), mas por outro lado impõe-se a necessidade de revisão do arcabouço institucional e regulatório.

Já há alguns anos os consumidores de maior porte no Brasil vêm contratando livremente o seu fornecimento de eletricidade, seja diretamente de geradores (Produtores Independentes de Energia) ou de comercializadores. Estes consumidores têm provado que podem gerir os seus próprios riscos e buscar a ampliação da oferta para atender ao crescimento de sua carga futura. Mas o avanço da abertura do mercado requer:

- (i) o robustecimento da segurança de mercado;
- (ii) a separação entre as atividades de distribuição e comercialização de eletricidade;
- (iii) um tratamento adequado de contratos legados;
- (iv) uma definição mais precisa sobre legislação e regulação da comercialização varejista;
- (v) a regulamentação do Supridor de Última Instância;
- (vi) uma estratégia de promoção da medição digital; e
- (vii) uma clara delimitação das responsabilidades entre as partes e uma regulamentação da atividade de cobrança dos consumidores dada a separação das atividades de distribuição e comercialização de energia.

Aos poucos a separação dos agentes do lado da oferta e dos agentes do lado da demanda vem se tornando menos nítida, com o surgimento de autoprodutores e, mais recentemente, com o crescimento dos prossumidores que têm investido na minigeração e microgeração distribuída.

Nos próximos anos, é provável que muitos consumidores venham a optar por participar de forma mais ativa do mercado de energia elétrica. Isso poderá ocorrer de várias formas, incluindo os serviços de armazenamento de energia, seja via baterias instaladas em seus domicílios ou estabelecimentos comerciais, seja via baterias de seus veículos elétricos. Também é de se esperar uma capacidade maior de gestão do seu consumo horário com a adoção de aparelhos elétricos inteligentes. Com esses recursos energéticos distribuídos os consumidores passarão a contribuir ativamente para alcançar o equilíbrio entre a oferta e a demanda horária de energia, aspecto que ganha relevância à medida que a matriz elétrica passa a ser composta de uma parcela cada vez maior de geração não controlável.

Mas a viabilização da exploração eficiente desses recursos energéticos distribuídos requererá que o mercado de energia e a regulação setorial evoluam. Será necessária uma sinalização de preços mais precisa e aderente às condições do sistema. A regulação tarifária dos serviços de distribuição também precisará ser aprimorada para que as distribuidoras de energia elétrica possam atuar como integradoras dos recursos energéticos distribuídos.

Os desafios são grandes, mas o potencial de uma exploração mais eficiente dos recursos energéticos disponíveis e a adaptação da comercialização para melhor atender aos anseios dos consumidores são mais do que compensadores.

5 REFERÊNCIAS

- AEMC (2000). Retail energy competition review (Final Report). Sydney: Australian Energy Market Commission.
- CCEE (2020). Segurança de Mercado – CCEE: Critérios de Entrada, Manutenção e Saída do mercado (Nota Técnica 62/2020). São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CCEE (2021). Evolução do Monitoramento – Substitutivo da NT no 86/2020 (Nota Técnica 4925/2021). São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- Competition and Markets Authority (2016). Energy Market Investigation (Final Report). Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5773de34e5274a0da3000113/final-report-energy-market-investigation.pdf>.
- Ellig, J. (2020). Retail Electric Competition and Natural Monopoly: The Shocking Truth. Working Paper. Washington: Regulatory Studies Center - George Washington University.
- Hochstetler, R. e P. Born (2021). “Community energy design models in Brazil: From niches to mainstream” em Löbbe, S.; F. Sioshansi e D. Robinson (ed.) *Energy Communities: Customer-centered, market-driven, welfare-enhancing?* Amsterdam: Elsevier (a ser publicado em breve).
- MME (2019). Diagnóstico Geral e Propostas de Aprimoramentos. Brasília: Grupo de Trabalho para a Modernização do Setor Elétrico – Ministério de Minas e Energia.
- NREL (2017). An Introduction to Retail Electricity Choice in the United States (NREL/BR-6A50-68993). Denver: National Renewable Energy Laboratory.
- Olsen, O.; T. Johnsen; e P. Lewis (2016). A Mixed Nordic Experience: Implementing Competitive Retail Electricity Markets for Household Customers. *The Electricity Journal* 19(9): 37-44.
- Price, C. (2008). The Future of Retail Energy Markets. *The Energy Journal* 29(Special Issue): 125-147.
- Price, C. (2018). Back to the Future? Regulating Residential Energy Markets. *International Journal of the Economics of Business* 25(1): 147-155.
- PwC / Instituto Acende Brasil (2021). Estudo sobre carga tributária e encargos do setor elétrico brasileiro (Período-base: 2020). São Paulo PricewaterhouseCoopers / Instituto Acende Brasil.
- Quilici, L.; D. Powers; G. Therrien; B. Davis; e O. Prieto (2019). Retail Competition in Electricity: What Have We Learned in 20 Years. Marlborough, MA: Concentric Energy Advisors.
- Ros, A.; T. Brown; N. Lessem; S. Hesmaondhalgh; J. Reitzes; e H. Fujita (2018). International Experiences in Retail Electricity Markets – Consumer Issues (Prepared for the Australian Competition and Consumer Commission – ACCC). Boston: The Brattle Group.
- Rowlands, I.; P. Parker; e D. Scott (2006). Consumer behaviour in restructured electricity markets. *Journal of Consumer Behaviour* 3(3): 272-283.
- Wilson, C. e C. Price (2010). Do consumers switch to the best supplier? *Oxford Economic Papers* 62: 647-668
- Yang, Y. e A. Faruqui (2019). Reducing electricity prices and establishing electricity markets in China: Dos and don'ts. *The Electricity Journal* 32: 1-5.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2022). *Transformações e Inovações na Distribuição e Comercialização de Eletricidade. White Paper 27*, São Paulo, 32 p.

Presidente: **Claudio J. D. Sales**
Diretor Executivo: **Eduardo Müller Monteiro**
Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: **Alexandre Uhlig**
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: **Richard Lee Hochstetler**
Pesquisa e Desenvolvimento: **Patricia Guardabassi**
Comunicação: **Melissa Oliveira**
Engenheiro: **Joaci Lima Oliveira**
Engenheiro: **João Cho**
Economista: **Fabrizio Lóes**
Assuntos Administrativos: **Eliana Marcon**
Secretária: **Mônica Oliveira**

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br